



UNIVERSIDAD CARLOS III DE MADRID

TESIS DOCTORAL

Estabilidad y Amortiguamiento de Oscilaciones en Sistemas Eléctricos con Alta Penetración Eólica.

Autor:

Carlos Fabián Gallardo Quingatuña

Director:

Dr. Pablo Ledesma Larrea

**DEPARTAMENTO DE INGENIERIA ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA Y
AUTOMÁTICA.**

Leganés/Getafe, Julio 2009

TESIS DOCTORAL

ESTABILIDAD Y AMORTIGUAMIENTO DE OSCILACIONES EN SISTEMAS ELÉCTRICOS CON ALTA PENETRACIÓN EÓLICA

Autor: (Carlos Gallardo Quingatuña)

Director: (Pablo Ledesma Larrea)

Firma del Tribunal Calificador:

Presidente: (Julio Usaola García)

Vocal: (Nombre y apellidos)

Vocal: (Nombre y apellidos)

Vocal: (Nombre y apellidos)

Secretario: (Edgardo Castronuovo)

Firma

Calificación:

Leganes/Getafe, de de

Agradecimientos

Quisiera agradecer a numerosas personas quienes me han ayudando en una u otra forma en el desarrollo de esta tesis doctoral:

A mi director Pablo Ledesma Larrea por sus valiosos consejos durante todo el desarrollo de esta tesis, su valiosa ayuda con el software PSS/E, su paciencia en la revisión de la escritura de la tesis y principalmente por ser más que mi director de tesis, mi amigo y por haber creído en mi para la realización de este trabajo.

A Francisco Rodríguez-Bobada y Sergio Martínez de Red Eléctrica de España por preparar el caso para el capítulo 6.

A Víctor Hugo Hinojosa por su valiosa ayuda con redes neuronales artificiales.

A mis padres Luis y María, por su confianza y comprensión durante estos cuatro años de trabajo.

A mis hermanos por su apoyo incondicional y soporte.

Finalmente, quisiera agradecer a mis colegas del departamento de Ingeniería Eléctrica de la Universidad Carlos III de Madrid.

Resumen

Este documento constituye la tesis doctoral del doctorado en Ingeniería Eléctrica, Electrónica y Automática de la Universidad Carlos III de Madrid. El trabajo presentado se centra en el análisis de las oscilaciones electromecánicas en sistemas con elevada penetración de energía eólica, y la propuesta de métodos de control en aerogeneradores de velocidad variable que atenúen dichas oscilaciones.

Además de los capítulos previos de introducción, revisión bibliográfica y descripción de modelos, este trabajo contiene tres partes principales. En la primera parte, desarrollada en el capítulo 4, se propone un procedimiento de análisis de pequeña señal y amortiguación de oscilaciones a un sistema eléctrico con parques eólicos utilizando redes neuronales artificiales. El estudio abordado consiste en la búsqueda de un punto de operación estable a partir de un sistema inestable o con modos de oscilación poco amortiguados. El sistema analizado es la red de New England, al que se ha añadido un porcentaje significativo de generación eólica. El proceso consiste en aplicar pequeños cambios sucesivos a ciertos parámetros del sistema, y tiene como objetivo modificar el punto de operación para desplazar hacia la izquierda en el plano complejo los autovalores con parte real positiva o casi nula. Los parámetros sobre los que se actúa en este trabajo son el redespacho de generación y la tensión en los nudos.

La segunda y tercera parte del trabajo, desarrolladas en los capítulos 5 y 6 proponen un sistema de control de potencia activa aplicable a los aerogeneradores de velocidad variable, al que se ha denominado en este documento estabilizador eólico de sistemas eléctricos. El interés de este control viene motivado porque, aunque en la actualidad los estabilizadores de potencia son la solución más efectiva y económica para proveer de amortiguamiento adicional al sistema, la alta penetración de energía eólica en el sistema puede provocar que estos dispositivos no sean capaces de aportar el amortiguamiento requerido. Por ejemplo, por encontrarse fuera de servicio los generadores en los cuales se ha instalado este dispositivo, o por reducción de su potencia debido al ingreso de generación eólica.

El control propuesto en este trabajo no intenta reproducir el comportamiento de una planta de generación convencional, sino contribuir al amortiguamiento de las oscilaciones electromecánicas, y principalmente las oscilaciones entre áreas. En la segunda parte, el sistema de control ha sido ensayado en la red de 39 nudos de New England a la que se ha añadido una cantidad significativa de generación eólica utilizando el modelo completo del

aerogenerador, y en la tercera parte, el sistema de control ha sido ensayado en el Sistema Eléctrico Peninsular utilizando el modelo simplificado con el fin de retener únicamente sus características fundamentales y facilitar el análisis de los resultados. Para obtener una evaluación del funcionamiento del control se utiliza descomposición modal aplicada al flujo de potencia activa entre nudos del sistema utilizando el método de aproximación de mínimos cuadrados provisto por el software PSS/E.

Executive Summary

This work constitutes the doctoral dissertation to receive the Doctor of Philosophy (PhD) degree in Electrical, Electronic and Automatic Engineering of Carlos III University of Madrid. This work is focused in the analysis of electromechanical mode of oscillations in power systems with high penetration of the system in wind, and a proposal of control methods applicable to variable-speed wind turbines for damping power system oscillations.

Besides presenting an updated bibliographic revision, introduction and a model description chapter, this work contains three main parts. The first part is developed in chapter 4. This part proposes a method for small-signal stability analysis and damping oscillations in a power system including a wind park using artificial neural networks. This study consists of a search for a stable operating point starting from either an unstable system or a system that contains poorly damped inter-area oscillations. The test system considered in the study is a 39-bus New England system, at which a significant amount of wind energy has been integrated for small-signal analysis. The process consists in applying small successive changes for certain system parameters, and has as objective to modify the operation point to move toward the left-half plane the eigenvalues with positive or almost zero real part. In this work, the following parameters have been modified on the 9-bus system: generation dispatch, and bus voltages.

The second and three parts are developed in chapter 5 and 6. These parts propose an active power control method applicable to variable-speed wind turbine, which has been denominated in this work as wind power system stabilizer. The motivation of the proposed control design comes from power system stabilizer. Although these devices are still the most cost-effective solution capable of providing supplementary damping to the system, these stabilizers may no longer be able of providing the necessary required damping due to the high penetration of the system in wind. For instance, if either the generators which have these devices installed are out of service or if there is a power reduction to accommodate wind energy.

In this thesis; the proposed control does not try to reproduce the behavior of conventional generation plants, but contributing to the damping of electromechanical oscillations, and mainly inter-area oscillations. In the second part of this work, this control has been evaluated in the 39-Bus New England test system, at which a significant amount of wind energy has been integrated for small signal analysis using a variable-speed wind turbine full-model. In the third part of this work the control has been evaluated in the Spanish Peninsular Power System using a simplified-model of the variable-speed wind converter with the purpose of

keeping the most fundamental characteristics facilitating the analysis of the results. To evaluate the performance of the proposed control, modal decomposition is applied to the active power flow between buses of the system using the least square approximation method provided by the PSS/E software tool.

Índice General

Agradecimientos	v
Resumen	vii
Executive Summary	ix
Índice General	xi
Índice de Figuras	xv
Índice de Tablas	xix
Índice de Símbolos	xxi
Abreviaciones	xxv
1. Introducción	1
1.1. Potencia eólica instalada en España	1
1.2. Interconexión España-UCTE	3
1.3. Objetivos de la tesis	4
1.4. Estructura de la tesis	4
2. Antecedentes	7
2.1. Estabilidad de sistema eléctricos	7
2.1.1. Estabilidad de ángulo	7
2.1.2. Estabilidad de tensión	11
2.1.3. Estabilidad de frecuencia	12
2.2. Análisis de pequeña señal	12
2.2.1. Modelo de espacio de estado	13
2.2.2. Análisis de autovalores y estabilidad	15
2.2.3. Autovectores y matrices modales	16
2.2.4. Factores de participación	17
2.2.5. Análisis de residuos	18
2.3. Técnicas y dispositivos para amortiguar oscilaciones	20
2.3.1. Estabilizadores de potencia PSS	20
2.3.2. Aplicación de dispositivos FACTS	22
2.3.3. Comparación entre PSS, SVC y STATCOM	25
2.3.4. Amortiguamiento de oscilaciones con cargas activas	29
2.4. Métodos de linealización	30
2.4.1. Linealización analítica, o método AL	31
2.4.2. Aproximación de diferencia hacia adelante, o método FDA	33
2.4.3. Aproximación de diferencia central, o método CDA	34
2.5. Descomposición modal	36
2.5.1. Mínimos cuadrados	37
2.5.2. Método Prony	37
2.6. Redes neuronales artificiales	38
2.6.1. Aproximación de funciones	39
2.6.2. Perceptrones multicapa	40
2.6.3. Algoritmo de retropropagación	41

2.6.4.	Técnicas numéricas de optimización.....	44
3.	Modelo de parque eólico	49
3.1.	Esquema general del modelo	50
3.2.	Modelo aerodinámico	51
3.3.	Modelo del generador y convertidor	52
3.4.	Modelo del controlador de velocidad del rotor	53
3.5.	Modelo del controlador del ángulo de paso de pala	54
3.6.	Modelo del controlador de tensión	54
3.7.	Modelo del sistema de protección	55
4.	Estabilidad de pequeña señal de un sistema eléctrico con parques eólicos	57
4.1.	Descripción del caso de estudio.....	57
4.2.	Efecto de los parques eólicos.....	59
4.3.	Estabilización de autovalores actuando sobre parámetros del sistema.....	60
4.3.1.	Creación de un caso inestable	61
4.3.2.	Actuación sobre el despacho de carga.....	64
4.3.3.	Actuación sobre la tensión en los nudos	69
4.3.4.	Actuación simultánea sobre dos parámetros	74
4.4.	Predicción de autovalores del sistema de New England mediante una red neuronal...76	
4.4.1.	Entradas y salidas de la red neuronal	76
4.4.2.	Diseño de la red neuronal.....	77
4.4.3.	Análisis de los resultados obtenidos por la red neuronal	81
4.4.4.	Aplicación a la estabilización del sistema de New England	85
5.	Estabilidad de sistemas eléctricos mediante estabilizadores eólicos	91
5.1.	Descripción del estabilizador eólico de sistemas eléctricos	91
5.2.	Ejecución práctica.....	93
5.2.1.	Repercusión sobre los aerogeneradores	93
5.2.2.	Repercusión sobre el sistema eléctrico.....	94
5.3.	Aplicación al sistema de 39 nudos de New England.....	95
5.4.	Análisis de pequeña señal.....	97
5.5.	Estudio de estabilidad transitoria.....	102
5.5.1.	Falta en el nudo 4, caso amortiguado	105
5.5.2.	Falta en el nudo 4, caso poco amortiguado	117
5.5.3.	Falta en el nudo 24, caso amortiguado	121
5.5.4.	Falta en el nudo 24, caso poco amortiguado	127
6.	Aplicación al sistema Peninsular Español.....	131
6.1.	Modelo de parque eólico	131
6.2.	Caso base	132
6.3.	Caso 1: Cortocircuito en Levante	134
6.4.	Caso 2: Cortocircuito en la zona central.....	138
6.5.	Caso 3: Pérdida de generación.....	141
7.	Conclusiones	147
7.1.	Conclusiones relativas a estabilidad de pequeña señal de un sistema eléctrico con parques eólicos	147
7.2.	Conclusiones relativas a estabilidad de sistemas eléctricos mediante estabilizadores eólicos.....	148
7.3.	Aportaciones originales	149
7.4.	Sugerencias para trabajos futuros	150
8.	Publicaciones y proyectos	151
8.1.	Publicaciones	151
8.2.	Proyectos	152

Apéndices	153
I. Datos del sistema de New England en PSS/E	153
a. Datos estáticos del sistema New England (.raw)	153
b. Datos dinámicos del sistema New England (.dyr)	157
II. Modelos del sistema	158
a. Modelo del generador de rotor cilíndrico GENROU	158
b. Modelo del sistema de excitación	160
c. Modelo del regulador de velocidad	162
d. Modelo de carga	163
III. Programación en Matlab de la Red Neuronal Artificial	165
IV. Modelo de parque eólico y estabilizador eólico en PSS/E	167
a. Modelo completo	167
b. Modelo reducido	174
Anexos	177
A. Interconexiones internacionales	177
a. Capacidad de intercambio en la interconexión España-Francia	178
b. Capacidad de intercambio en la interconexión España-Portugal	178
c. Evolución de la red	180
Bibliografía	183

Índice de Figuras

1.1.	Potencia eólica instalada en España	2
1.2.	Capacidad de conexión / capacidad de generación, gráfica obtenida de [3]	3
2.1.	Clasificación de estabilidad	7
2.2.	Oscilaciones entre áreas.....	9
2.3.	Oscilaciones locales.....	9
2.4.	Oscilaciones entre máquinas	9
2.5.	Modos de control	10
2.6.	Modos de torsión	10
2.7.	Representación del espacio de estado.....	15
2.8.	Autovalores y respuesta asociada	16
2.9.	Generador conectado a una barra infinita.....	20
2.10.	Estabilizador de potencia	21
2.11.	Estabilizador con señal de entrada de velocidad, diagrama de bloques del sistema.....	21
2.12.	Modelo de estabilizador	22
2.13.	Sistema en lazo cerrado con control POD	22
2.14.	Sintonización del controlador POD, método 1, forma general.....	24
2.15.	Sintonización del controlador POD, método 2, forma general.....	24
2.16.	Sintonización del controlador POD, método 2, forma detallada	25
2.17.	Modelo de PSS, donde V_s es una señal de entrada adicional para el AVR	26
2.18.	Estructura del controlador SVC con amortiguamiento de oscilaciones, donde B es la susceptancia equivalente en paralelo del controlador	27
2.19.	Control de fase del STATCOM con amortiguamiento de la oscilación, donde α es el desfase entre la tensión AC del controlador VSC y la tensión en su bus V	27
2.20.	Sistema de prueba con control de cargas activas (CAL)	29
2.21.	Neuronas biológicas.....	38
2.22.	Funcionamiento de la red neuronal artificial	39
2.23.	Ejemplo de una red para aproximación de funciones	40
2.24.	Red de tres capas.....	41
2.25.	Red de tres capas, notación abreviada	42
3.1.	Subsistemas del aerogenerador de velocidad variable	50
3.2.	Característica potencia versus velocidad del rotor optima (línea sólida) e implementada (línea punteada) para aerogeneradores de velocidad variable	53
3.3.	Modelo del controlador del ángulo de paso de pala	54
3.4.	Modelo del controlador de tensión	55
4.1.	Sistema de 39 nudos, 10 generadores modificado.....	58
4.2.	Autovalores del sistema New England modificado.....	60
4.3.	Autovalores cercanos al eje imaginario, New England modificado.....	60
4.4.	Autovalores cercanos al eje imaginario para cuatro condiciones de carga, New England.....	62
4.5.	Factores de participación para el autovalor inestable	63
4.6.	Requerimiento de amortiguamiento	64
4.7.	Efecto en los autovalores del redespacho de potencia activa, generador 2	65
4.8.	Redespacho de potencia activa, generador 2, movimiento del autovalor inestable	65
4.9.	Efecto en los autovalores del redespacho de potencia activa, generador 10	66
4.10.	Redespacho de potencia activa, generador 10, movimiento del autovalor inestable	66
4.11.	Efecto en los autovalores del redespacho de potencia activa, generador 9	67
4.12.	Redespacho de potencia activa, generador 9, movimiento del autovalor inestable	67

4.13.	Efecto en los autovalores del redespacho de potencia activa, parques eólicos.....	68
4.14.	Redespacho de los parques eólicos, movimiento del autovalor inestable	69
4.15.	Variación de tensión en el nudo 39, generador 1	70
4.16.	Variación de tensión en el nudo 31, generador 2	70
4.17.	Variación de tensión en el nudo 32, generador 3	71
4.18.	Variación de tensión en el nudo 33, generador 4	71
4.19.	Variación de tensión en el nudo 34, generador 5	72
4.20.	Variación de tensión en el nudo 35, generador 6	72
4.21.	Variación de tensión en el nudo 36, generador 7	73
4.22.	Variación de tensión en el nudo 37, generador 8	73
4.23.	Variación de tensión en el nudo 38, generador 9	74
4.24.	Variación de tensión en el nudo 30, generador 10	74
4.25.	Redespacho de potencia activa e incremento de tensión generador 38, caso 1	75
4.26.	Redespacho de potencia activa e incremento de tensión generador 38, caso 2	75
4.27.	Estructura de la red neuronal aplicada al sistema New England	78
4.28.	Aprendizaje de la red neuronal	79
4.29.	Estructura de la red neuronal para el sistema New England.....	81
4.30.	Comparación de la red neuronal con los datos reales, caso 1	82
4.31.	Comparación de la red neuronal con los datos reales, caso 2	82
4.32.	Comparación de la red neuronal con los datos reales, caso 3	83
4.33.	Comparación de la red neuronal con los datos reales, caso 4	83
4.34.	Comparación de la red neuronal con los datos reales, caso 5	84
4.35.	Comparación de la red neuronal con los datos reales, caso 6	84
4.36.	Comparación de la red neuronal con los datos reales, caso 7	85
4.37.	Flujograma de la metodología propuesta	86
4.38.	Sensibilidades de los generadores, caso inestable	87
4.39.	Comparación de la red neuronal con los datos reales, caso valle	88
4.40.	Comparación de la red neuronal con los datos reales, caso punta	89
4.41.	Comparación de la red neuronal con los datos reales, caso punta inestable.....	89
5.1.	Modelo de control del aerogenerador	92
5.2.	Sistema de New England con estabilizadores eólicos	96
5.3.	Curva tensión-tiempo admisible en el punto de conexión.....	97
5.4.	Sistema sin estabilizadores eólicos, caso base.....	98
5.5.	Sistema sin estabilizadores eólicos, caso amortiguado	98
5.6.	Efecto de la ganancia en los autovalores, caso amortiguado.....	99
5.7.	Efecto del estabilizador eólico en un autovalor, caso amortiguado	99
5.8.	Sistema sin estabilizadores eólicos, caso poco amortiguado.....	100
5.9.	Efecto del estabilizador eólico en los autovalores, caso poco amortiguado.....	101
5.10.	Efecto del estabilizador eólico en un autovalor, caso poco amortiguado	101
5.11.	Flujo entre áreas, componentes modales 1, 2, 4 y 9	103
5.12.	Flujo entre áreas, componentes modales 3, 5, 6, 7 y 8	104
5.13.	Flujo entre áreas, componentes modales 10, 11, 12, y 13	104
5.14.	Sistema de New England, falta en el nudo 4	105
5.15.	Sistema sin estabilizador eólico: flujo de potencia entre áreas.....	106
5.16.	Sistema sin estabilizador eólico: potencia de salida en los parques eólicos	106
5.17.	Sistema sin estabilizador eólico: tensión de salida en los parques eólicos.....	107
5.18.	Estabilizador con ganancia 30: potencia de salida en los parques eólicos.....	107
5.19.	Estabilizador con ganancia 60: potencia de salida en los parques eólicos.....	108
5.20.	Estabilizador con ganancia 120: potencia de salida en los parques eólicos.....	108
5.21.	Estabilizador con ganancia 30: flujo de potencia entre áreas	109

5.22.	Estabilizador con ganancia 60: flujo de potencia entre áreas	109
5.23.	Estabilizador con ganancia 120: flujo de potencia entre áreas	110
5.24.	Sin estabilizador eólico: velocidad de las máquinas 1	110
5.25.	Sin estabilizador eólico: velocidad de las máquinas 2	111
5.26.	Estabilizador con ganancia 30: velocidad de las máquinas 1	111
5.27.	Estabilizador con ganancia 30: velocidad de las máquinas 2	112
5.28.	Estabilizador con ganancia 60: velocidad de las máquinas 1	112
5.29.	Estabilizador con ganancia 60: velocidad de las máquinas 2	113
5.30.	Estabilizador con ganancia 120: velocidad de las máquinas 1	113
5.31.	Estabilizador con ganancia 120: velocidad de las máquinas 2	114
5.32.	Sistema sin estabilizador eólico: componente fundamental, flujo entre áreas.....	115
5.33.	Estabilizador con ganancia 30: componente fundamental, flujo entre áreas	115
5.34.	Estabilizador con ganancia 60: componente fundamental, flujo entre áreas	116
5.35.	Estabilizador con ganancia 120: componente fundamental, flujo entre áreas	116
5.36.	Componente fundamental del flujo de potencia para diferentes ganancias	117
5.37.	Sin estabilizador eólico: flujo de potencia entre áreas.....	118
5.38.	Estabilizador con ganancia 30: flujo de potencia entre áreas	118
5.39.	Estabilizador con ganancia 60: flujo de potencia entre áreas	119
5.40.	Estabilizador con ganancia 120: flujo de potencia entre áreas	119
5.41.	Componente fundamental del flujo de potencia para diferentes ganancias	120
5.42.	Sistema de New England, falta en el nudo 24	121
5.43.	Sistema sin estabilizador eólico: flujo de potencia entre áreas.....	122
5.44.	Sistema sin estabilizador eólico: potencia de salida en los parques eólicos	122
5.45.	Estabilizador con ganancia 30: potencia de salida en los parques eólicos.....	123
5.46.	Estabilizador con ganancia 60: potencia de salida en los parques eólicos.....	123
5.47.	Estabilizador con ganancia 120: potencia de salida en los parques eólicos.....	124
5.48.	Estabilizador con ganancia 30: flujo de potencia entre áreas	125
5.49.	Estabilizador con ganancia 60: flujo de potencia entre áreas	125
5.50.	Estabilizador con ganancia 120: flujo de potencia entre áreas	126
5.51.	Componente fundamental del flujo de potencia para diferentes ganancias	126
5.52.	Sin estabilizador eólico: flujo de potencia entre áreas.....	127
5.53.	Estabilizador con ganancia 30: flujo de potencia entre áreas	128
5.54.	Estabilizador con ganancia 60: flujo de potencia entre áreas	128
5.55.	Estabilizador con ganancia 120: flujo de potencia entre áreas	129
5.56.	Componente fundamental del flujo de potencia para diferentes ganancias	129
6.1.	Modelo reducido de control del aerogenerador	131
6.2.	Interconexiones Francia-España.....	133
6.3.	Casos analizados.....	134
6.4.	Potencia eólica acumulada por zona, zona levante.....	134
6.5.	Cortocircuito en Levante, flujo de potencia España-Francia, sin estabilizador	135
6.6.	Cortocircuito en Levante, flujo de potencia España-Francia, ganancia 8	135
6.7.	Cortocircuito en Levante, flujo de potencia España-Francia, ganancia 32	136
6.8.	Cortocircuito en Levante, producción de 5 parques eólicos, ganancia 32	136
6.9.	Falta en Levante, componente fundamental (0.26 Hz).....	137
6.10.	Potencia eólica acumulada por zona, zona central.....	138
6.11.	Cortocircuito zona central, flujo de potencia España-Francia, sin estabilizador	139
6.12.	Cortocircuito en zona central, flujo de potencia España-Francia, Ganancia 8	139
6.13.	Cortocircuito en zona central, flujo de potencia España-Francia, Ganancia 32	140
6.14.	Cortocircuito en zona central, Producción de 5 parques eólicos, Ganancia 32	140
6.15.	Falta en la zona central, componente fundamental (0.26 Hz).....	141

6.16.	Pérdida de generación, flujo de potencia España-Francia, sin estabilizador eólico	142
6.17.	Pérdida de generación, flujo de potencia España-Francia, Ganancia 10	142
6.18.	Pérdida de generación, flujo de potencia España-Francia, Ganancia 20	143
6.19.	Pérdida de generación, producción de parques eólicos, Ganancia 10	143
6.20.	Pérdida de generación, producción de parques eólicos, Ganancia 20	144
6.21.	Pérdida de generación, componente 1 (0.44 Hz)	144
6.22.	Pérdida de generación, componente 2 (0.25 Hz)	145
a.1.	Modelo electromagnético de generador de rotor cilíndrico	159
a.2.	Máquina simple, sistema de bus infinito sin AVR	160
a.3.	Modelo linealizado del generador conectado a un bus infinito	160
b.1.	Sistema de excitación tipo DC1A	161
c.1.	Modelo de la turbina y regulador de velocidad	162
I.	Evolución del saldo neto de los intercambios internacionales programados (GWh)	179
II.	Renta de congestión subcapacidad en la interconexión con Francia	179
III.	Evolución de los intercambios físicos de importación de energía (GWh)	180
IV.	Evolución de los intercambios físicos de exportación de energía (GWh)	180
V.	Capacidad de intercambio España-Francia	181

Índice de Tablas

4.1.	Condiciones de carga para el sistema New England	61
4.2.	Generación del sistema de New England	62
4.3.	Matriz de entrada de la red neuronal	79
4.4.	Matriz de salida de la red neuronal.....	79
4.5.	Determinación del número de épocas.....	80
4.6.	Determinación del número de neuronas de la capa oculta	80
4.7.	Simulaciones de la red neuronal propuesta	81
4.8.	Errores absolutos de las muestras.....	85
4.9.	Casos de prueba de la red neuronal.	88
5.1.	Ejemplo de descomposición modal	103
5.2.	Descomposición modal flujo de potencia entre áreas, componente fundamental	114
6.1.	Falta en Levante, componente fundamental	137
6.2.	Falta en la zona central, componente fundamental.....	138

Índice de Símbolos

VARIABLE	DEFINICIÓN
A	Matriz de estados.
A_i	Coefficiente del término exponencial de la descomposición modal.
A_r	Área de barrido de las palas.
$B(\gamma)$	Matriz simétrica en función de γ .
β_j	Constante j .
B_j	Coefficiente del término sinusoidal de la descomposición modal.
B	Matriz de entradas o controlabilidad.
B_{\max}	Susceptancia equivalente en paralelo del controlador, límite máximo.
B_{\min}	Susceptancia equivalente en paralelo del controlador, límite mínimo.
B'	Matriz de controlabilidad modal.
B'_{kj}	Factor de controlabilidad del modo k con respecto a la entrada j .
$B(*,j)$	j -ésima columna de la matriz de controlabilidad.
C	Matriz de salidas u observabilidad.
C'	Matriz de observabilidad modal.
C'_{ki}	Factor de observabilidad del modo k con respecto a la salida i .
$C(i,*)$	i -ésima columna de la matriz de observabilidad
C_p	Coefficiente de potencia.
D	Matriz de transmisión directa o proalimentación.
$D_{i,i+n}$	Relación de oscilaciones entre las amplitudes i y $i+n$.
D^{k-1}	Operador diferencial.
δ	Ángulo del rotor.
$\Delta\delta$	Variación del ángulo del rotor.
$e_{i,j}$	j -ésimo elemento de error.
E'_i	Tensión interna del generador.
ΔE_{pss}	Variación de tensión producida por el estabilizador de potencia.
f	Función no lineal.
F	Frecuencia.
f_{ss}	Frecuencia de prueba.
g_{cal}	Componente a controlar (conductancia) del control de cargas activas.
$G(s)$	Función de transferencia del sistema en dominio de la frecuencia
$G_{i,j}$	Función de transferencia entre i -ésima salida y j -ésima entrada
$GEP(s)$	Función de transferencia que incluye el sistema eléctrico, el sistema de excitación, y el generador.
g	Función no lineal
h	Tamaño de la perturbación.
H	Constante de inercia a la velocidad de sincronización.
$H(s)$	Función de transferencia compensadora total en el dominio de la frecuencia.
$H_1(s)$	Función de transferencia compensadora en el dominio de la frecuencia de los dos bloques sin la ganancia.
$H(\lambda_i)$	Función de transferencia compensadora en dominio de la frecuencia evaluada en el autovalor λ_i .
i_{qr}	Componente en cuadratura de la corriente rotórica.
I	Matriz identidad.
J	Momento de Inercia.

J	Jacobiana del sistema.
J_{aa}	Submatriz Jacobiana aa del sistema.
J_{as}	Submatriz Jacobiana as del sistema
J_{sa}	Submatriz Jacobiana sa del sistema
J_{ss}	Submatriz Jacobiana ss del sistema
k	Número de iteraciones.
K	Ganancia del estabilizador.
K_{cal}	Ganancia para el control de cargas activas.
K_D	Coeficiente de par amortiguante.
K_I	Constante de integración.
K_P	Constante de proporcionalidad.
K_S	Coeficiente de par sincronizante.
K_v	Ganancia del control de tensión.
K_w	Ganancia del estabilizador eólico.
m	Factor de dependencia de la carga con la tensión.
n	Variable de una función.
p_i	Vector Ortogonal.
P_o	Dirección de búsqueda.
P	Factor de participación.
P_{cal}	Potencia activa de la carga activa controlada.
P_{Lj}	Potencia activa de la carga j.
P_{mi}	Potencia mecánica.
P_{pssw}	Señal suplementaria del estabilizador eólico.
P_{ref}	Potencia de referencia del aerogenerador.
$PSS_w(s)$	Función de transferencia del estabilizador.
P_T	Flujo de potencia en las líneas del sistema.
P_w	Potencia de salida del regulador de velocidad del aerogenerador.
P_{wi}	Potencia extraída del viento.
Q_{Lj}	Potencia reactiva de la carga j.
R_i	Residuo del autovalor i.
$R_{i,j}$	Residuo entre i-ésima salida y j-ésima entrada
S	Cantidad compleja (frecuencia en la transformada de Laplace).
T	Tiempo.
T_{svc}	Constante del compensador estático de potencia reactiva.
T_e	Par eléctrico.
T_{ai}	Constante de tiempo de adelanto i.
T_M	Constante del compensador estático síncrono.
T_{rj}	Constante de tiempo de retardo j.
T_v	Constante de tiempo del control de tensión.
T_w	Constante de tiempo de despeje (filtro pasa altos).
ΔT_{eo}	Variación del par eléctrico debido a otras contribuciones.
ΔT_{ep}	Variación del par eléctrico debido al estabilizador de potencia.
T_m	Par mecánico.
ΔT_m	Variación del par mecánico.
u	Vector de entradas del sistema.
$u(s)$	Entrada del sistema en el dominio de la frecuencia
Δu	Variación del vector de entradas.
$\mu(t)$	Señal en función del tiempo.

V_j	Tensión en el bus j del sistema.
v_{2v}	Autovector complejo asociado a los componentes real e imaginario.
Δv	Variación de los autovectores.
ω ó ω_r	Velocidad angular
$\Delta\omega$	Desviación de la frecuencia eléctrica.
$\Delta\omega_r$	Variación de la velocidad angular.
ω_j	Parte imaginaria del autovalor.
ω_o	Velocidad de sincronismo.
ω_d	Frecuencia natural amortiguada.
ω_n	Frecuencia natural no amortiguada.
W	Matriz de pesos.
x	Vector de pesos.
x	Variable de estado.
X	Constante de la señal oscilatoria exponencialmente decadente.
$x(t)$	Envolvente de la oscilación exponencialmente decadente.
x_i	Amplitud i para una señal oscilatoria.
x_j	Bías.
x_{i+}	Nuevo vector de estado sumando perturbación h.
x_{i-}	Nuevo vector de estado restando perturbación h.
X_{i+n}	Amplitud i+n para una señal oscilatoria.
x_o	Condición inicial de equilibrio.
\dot{x}	Derivada de la variable de estado con respecto al tiempo.
Δx_i	Variación del vector de estados i.
$\Delta x(0)$	Condiciones iniciales de las variables de estado.
y	Vector de salidas del sistema.
y_i	Función que se observa.
$y(t)$	Oscilación transitoria exponencialmente decadente.
$y(s)$	Salida del sistema en el dominio de frecuencia.
Δy	Variación del vector de salidas.
z	Nuevo vector de estado en coordenadas modales.
z_n	Autovectores de la matriz Hessiana.
\dot{z}	Derivada del nuevo vector de estado.
λ_i	Autovalor i.
λ_k	Autovalor k.
$\lambda_{i,des}$	Autovalor con amortiguamiento mayor al 3 por ciento.
$\Delta\lambda_i$	Movimiento del autovalor i.
ε_i	Error de observación i.
ξ	Factor de amortiguamiento.
ξ_k	Coefficiente desconocido.
ϕ_i	Ángulo del término sinusoidal i de la descomposición modal.
Φ_i	Autovector derecho i.
$\Phi(*,k)$	k-ésima fila de la matriz de autovectores derechos
ϕ_{comp}	Ángulo de compensación del residuo.
Ψ_i	Autovector izquierdo i.
$\Psi(k,*)$	k-ésima fila de la matriz de autovectores izquierdos.
ψ_i^T	Autovector izquierdo transpuesto.
Λ	Matriz diagonal de autovalores de la matriz A.
σ	Parte real del autovalor.

σ^2	Varianza.
α_c	Ratio entre la constante de tiempo de adelanto y retardo.
α_j	Amplitud j.
α	Tasa de aprendizaje.
α	Desfase entre la tensión AC del controlador y la tensión en su bus.
α_{\max}	Desfase máximo entre la tensión AC del controlador y la tensión en su bus.
α_{\min}	Desfase mínimo entre la tensión AC del controlador y la tensión en su bus.
α_o	Desfase de referencia entre la tensión AC del controlador y la tensión en su bus.
γ_k	Coefficientes de la ecuación de diferencias.
ρ	Densidad del aire.
ϑ	Ratio de la velocidad de punta.
θ	Ángulo de paso de las palas del rotor.

Abreviaciones

Abreviatura

Significado

AL (Linear linearization)	Linealización analítica.
AVR (Automatic Voltage Regulator)	Regulador automático de tensión.
CAL (Controlled Active Loads)	Cargas activas controladas.
CDA (Central Difference Approximation)	Aproximación de diferencia central.
CSC (Current Source Converter)	Convertidor en fuente de corriente.
FACTS (Flexible AC Transmission Systems)	Sistemas flexibles de transmisión de alterna.
FDA (Forward Difference Approximation)	Aproximación de diferencia hacia adelante.
HVDC (High Voltage Direct Current)	Transmisión de energía eléctrica en alta tensión y corriente continua.
ORA (Objective-function Reweighting Algorithm)	Algoritmo reponderación de función objetivo.
POD (Power Oscillation Damping)	Amortiguamiento de oscilaciones de potencia
PSS (Power System Stabilizer)	Estabilizador de potencia.
SVC (Static Var Compensator)	Compensador estático de potencia reactiva.
STATCOM (Static Synchronous Compensator)	Compensador estático síncrono.
TCSC (Thyristor Controlled Series Capacitor)	Capacidad en serie controlada por tiristores.
UPFC (Unified Power Flow Controller)	Controlador unificado de flujos de potencia.
VSC (Voltage Source Converter)	Convertidor en fuente de tensión.
WO (Wash-out filter)	Filtro de reposición (pasa altos).

1. Introducción

En el Sistema Eléctrico Peninsular Español concurren dos características que lo diferencian de otros sistemas eléctricos. La primera es su elevada capacidad de generación eólica, que coloca a España en el tercer puesto mundial por potencia eólica instalada. La segunda es la reducida capacidad de su interconexión con el resto del sistema de la UCTE¹, con el que opera en sincronismo, a través de la frontera con Francia.

La debilidad de la interconexión con Francia provoca varias consecuencias negativas. Una de ellas es que un flujo elevado, incluso durante un tiempo breve, puede provocar la actuación de protecciones en las líneas de enlace que desconectan al Sistema Eléctrico Peninsular y lo aíslan del resto del sistema de la UCTE.

Esta tesis trata de aprovechar las características tecnológicas de la generación eólica para mejorar el comportamiento dinámico del sistema, atenuando las oscilaciones electromecánicas y especialmente las oscilaciones entre áreas. Algunos conceptos desarrollados son aplicables al Sistema Eléctrico Peninsular Español, y pueden reducir el riesgo de desconexión del sistema después de un cortocircuito en la red de transporte.

1.1 Potencia eólica instalada en España

La potencia eólica instalada en España superó a finales de 2008 los 16 GW, constituyendo la segunda tecnología en potencia instalada, por delante del carbón y la nuclear. Durante el mismo año, la potencia eólica cubrió un 11,5% de la demanda eléctrica. En la última década, la potencia eólica instalada ha superado de forma continuada las sucesivas previsiones de crecimiento, como indica la figura 1.1. En el futuro inmediato es probable que la energía eólica siga creciendo, teniendo en cuenta la evolución del sector y la nueva Directiva del Parlamento Europeo y del Consejo sobre energías renovables [1], que establece para España el objetivo de una cuota de energías renovables del 20% respecto al consumo de energía final bruta.

1 UCTE, Union for the Co-ordination of TTransmission of Electricity

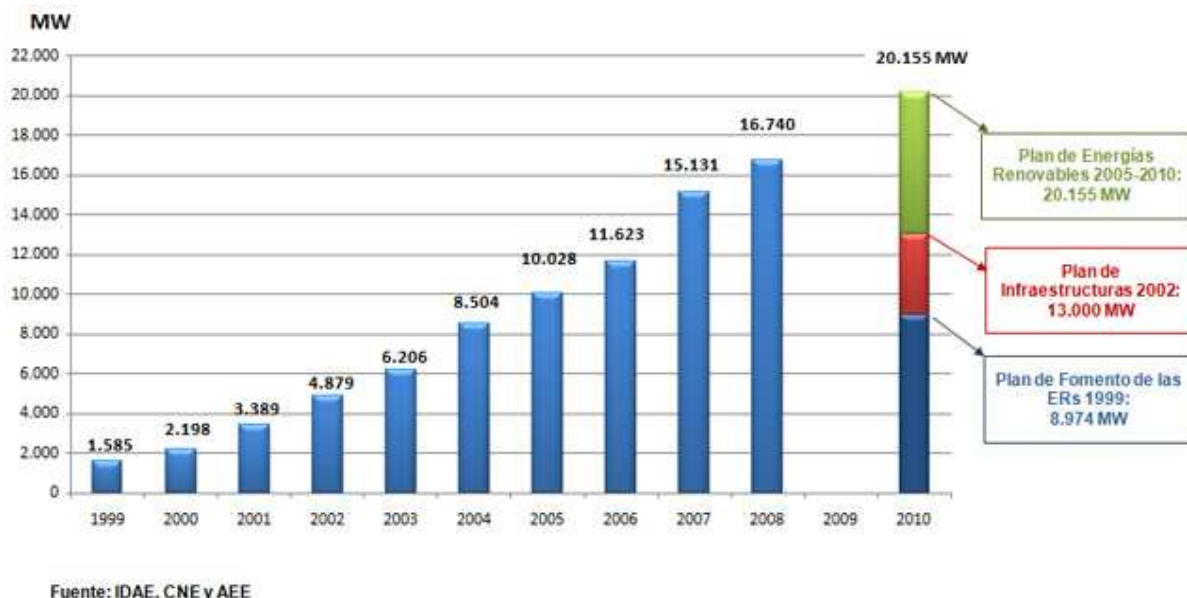


Figura 1.1. Potencia eólica instalada en España.

La integración de la generación eólica en el sistema eléctrico en condiciones aceptables de seguridad plantea algunos retos tecnológicos, derivados por un lado del carácter variable y no programado de la generación eólica y por otro de la tecnología de los aerogeneradores. Esta tecnología es sustancialmente diferente de la de las plantas convencionales. A este respecto, si bien los primeros parques emplearon turbinas de velocidad fija con generadores asíncronos con rotor cortocircuitado, en los últimos años la tendencia dominante ha sido la de instalación de turbinas de velocidad variable, bien con generadores asíncronos doblemente alimentados o bien con generadores síncronos acoplados a la red mediante convertidores electrónicos en el estator.

Un buen ejemplo del esfuerzo realizado para la integración de la generación eólica es la normativa de conexión desarrollada para asegurar el mantenimiento de la producción eólica después de la propagación de huecos de tensión por la red de transporte [2]. Esta normativa permite aprovechar las posibilidades tecnológicas de los aerogeneradores para mejorar la seguridad del sistema eléctrico.

A buen seguro, otros retos seguirán surgiendo conforme aumenta la producción eólica en un futuro cercano. Esta tesis se centra en uno de ellos: la estabilidad de ángulo del sistema eléctrico en condiciones de fuerte penetración eólica, que en el caso español está fuertemente condicionada por la debilidad de su conexión con el resto del sistema de la UCTE.

1.2 Interconexión España-UCTE

La capacidad de la conexión eléctrica entre la Península Ibérica y el resto del sistema de la UCTE equivale en la actualidad a un 3,5% aproximadamente de su capacidad de generación. Este valor queda muy por debajo de la media europea, que se sitúa aproximadamente en un 15%, y del 10% mínimo fijado en la Cumbre de Barcelona de 2002. La figura 1.2 muestra la relación capacidad de conexión / capacidad de generación en distintos países europeos, así como el objetivo del 10% marcado con una línea roja horizontal.

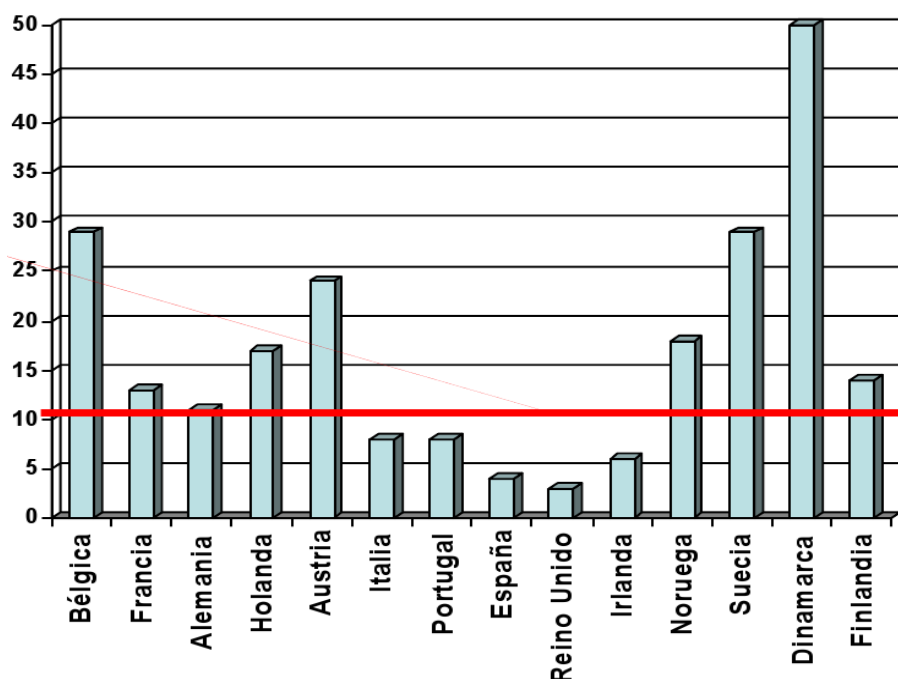


Figura 1.2. Capacidad de conexión / capacidad de generación, gráfica obtenida de [3].

Esta situación, unida a las protecciones existentes en la interconexión con Francia que desconectan las líneas de enlace cuando se producen oscilaciones de potencia por encima de un determinado valor y duración, convierte a las oscilaciones entre áreas en un fenómeno clave de la estabilidad del Sistema Peninsular. Es, por tanto, muy deseable reducir y amortiguar dichas oscilaciones, y lo seguirá siendo incluso después del refuerzo de la interconexión con Francia proyectada para un futuro próximo a través de Gerona.

Las oscilaciones entre áreas son también objeto de especial atención en otras conexiones, por ejemplo entre Inglaterra y Escocia, entre España y el Magreb, o en el seno del sistema de la UCTE [4]. En algunas de estas zonas existe también una importante capacidad de producción eólica o previsiones de instalación. En el caso del Sistema Peninsular, la producción eólica instalada en los últimos años ofrece un campo de investigación tanto para conocer su efecto

actual sobre las oscilaciones entre áreas como para explorar técnicas de amortiguación de oscilaciones mediante los propios parques eólicos.

1.3 Objetivos de la tesis

Esta tesis aborda el problema de la estabilidad de ángulo de sistemas eléctricos con un porcentaje elevado de generación eólica, con una orientación eminentemente práctica y con especial atención a las oscilaciones entre áreas. Para ello han sido establecidos los siguientes objetivos:

1- Aplicar a un sistema con parques eólicos las técnicas de análisis de estabilidad de pequeña señal que se aplican habitualmente en sistemas con generación convencional. Analizar el impacto de la generación eólica sobre la estabilidad a la vista de los resultados.

2- Proporcionar indicaciones al operador del sistema sobre el efecto sobre la estabilidad de la modificación de determinados parámetros de operación en un sistema con elevada generación eólica.

3- Desarrollar un método de amortiguamiento de oscilaciones electromecánicas basado en el control de los parques eólicos de velocidad variable, que sea viable con el grado actual de desarrollo de tecnológico y no requiera más inversión económica que la derivada de la propia modificación del sistema de control de los aerogeneradores.

4- Aplicar la técnica de amortiguamiento desarrollada a un modelo del Sistema Eléctrico Peninsular, en colaboración con el Operador del Sistema Red Eléctrica de España.

1.4 Estructura de la Tesis

Este documento está estructurado en seis capítulos, de los cuales el primero es esta introducción. El contenido de los siguientes capítulos es el siguiente:

Capítulo 2: En este capítulo se presentan los conceptos y el estado del arte referidos a la clasificación de estabilidad, análisis de pequeña señal, técnicas y dispositivos para amortiguar oscilaciones, y métodos de linealización y descomposición modal, que son la base para el desarrollo de este trabajo.

Capítulo 3: En este apartado se presenta el modelo de aerogenerador de velocidad variable que será utilizado posteriormente.

Capítulo 4: Aquí se aplica una metodología de análisis y estabilización en pequeña señal a un sistema eléctrico con generación eólica. Al final del capítulo se propone una técnica basada en una red neuronal artificial para estimar la posición de los autovalores más relevantes.

Capítulo 5: En este capítulo se propone un sistema de control desarrollado para amortiguar las oscilaciones electromecánicas, al que se ha denominado “estabilizador eólico de sistemas eléctricos”. El sistema desarrollado es evaluado mediante un análisis de pequeña señal y otro de estabilidad transitoria en el sistema de 39 nudos de New England.

Capítulo 6: En este capítulo se aplica el estabilizador eólico de sistemas eléctricos al sistema Peninsular Español mediante la simulación de varias faltas, prestando especial interés al flujo de potencia en la interconexión con Francia.

2 Antecedentes

2.1 Estabilidad de sistemas eléctricos

Una de las definiciones más comunes de estabilidad de un sistema eléctrico es la siguiente:

Estabilidad de un sistema eléctrico es la capacidad de dicho sistema para, a partir de una condición inicial de operación dada, recuperar un estado de equilibrio operacional después de haber estado sujeto a una perturbación física, con el mayor número de variables dentro de sus límites, de tal manera que prácticamente el sistema completo permanece intacto [5,6,7].

Esta definición general conduce a la clasificación de los estudios de estabilidad que muestra la figura 2.1, en la que han sido resultados los campos en los que se centra esta tesis.

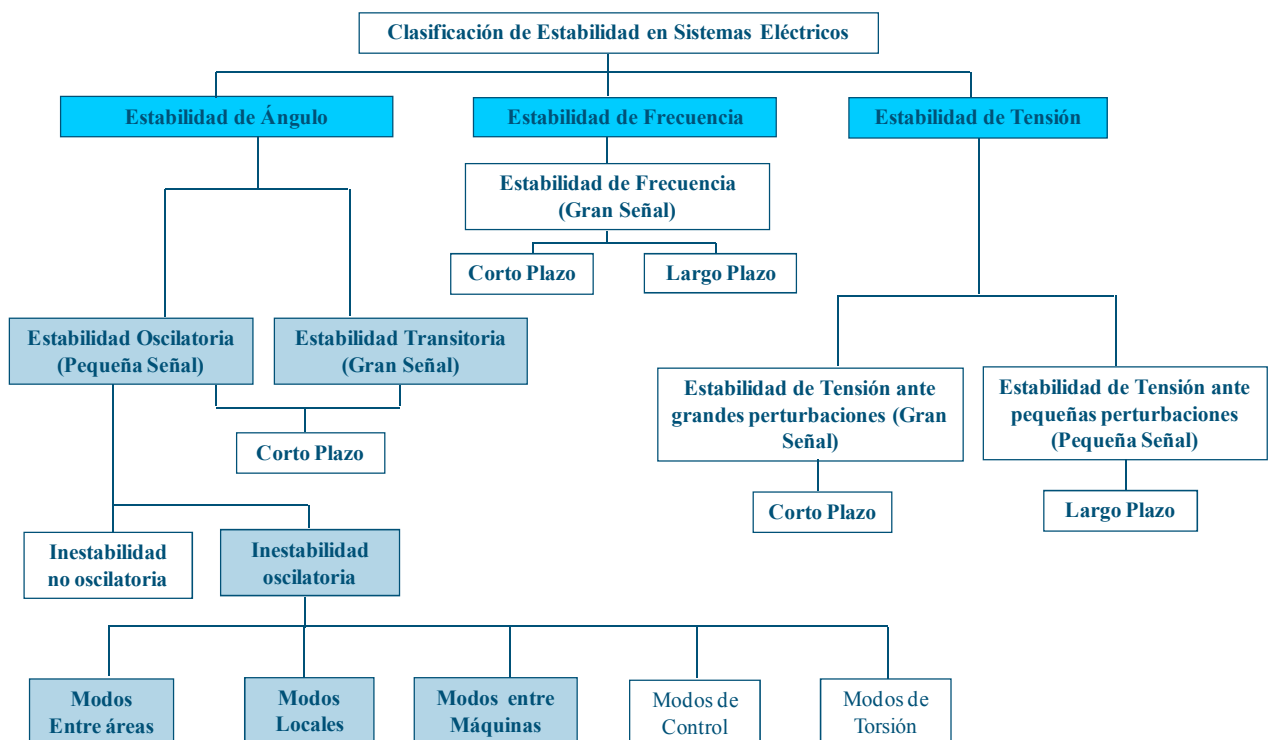


Figura 2.1: Clasificación de estabilidad.

Se describen a continuación las principales formas del fenómeno de estabilidad.

2.1.1 Estabilidad de ángulo

Este trabajo se ocupa del problema de la estabilidad del ángulo, entendido como la capacidad de las maquinas síncronas de un sistema interconectado para mantener el sincronismo después de haber estado sometidas a una perturbación [8,9,10]. La estabilidad de ángulo depende de la capacidad de restaurar el equilibrio entre el par electromagnético y el par mecánico de cada máquina en el sistema. En caso de ocurrir, la inestabilidad aparece como

un incremento de las oscilaciones de ángulo de algunos generadores, que pierden su sincronismo con otros generadores.

En régimen permanente, el par de entrada mecánico y el par de salida electromagnético se encuentran equilibrados, y la velocidad permanece constante. En esta situación, una perturbación del equilibrio puede provocar una variación de velocidad en los rotores de las máquinas. La estabilidad de ángulo depende de la existencia de un par sincronizante (en fase con la variación del ángulo del rotor y cuyo defecto provoca una inestabilidad no oscilatoria) y un par amortiguador (en fase con la variación de velocidad, causando su falta una inestabilidad oscilatoria).

Es útil caracterizar la estabilidad de ángulo en dos subcategorías [11,12].

- 1) La estabilidad del ángulo del rotor en pequeña señal (perturbación pequeña) se refiere a la capacidad del sistema para mantener el sincronismo bajo pequeñas perturbaciones. Una perturbación se considera pequeña si es posible la linealización de las ecuaciones del sistema para fines analíticos.

La inestabilidad puede aparecer de dos formas:

- Como un incremento en el ángulo del rotor a través de un modo aperiódico debido a la falta de par sincronizante (en gran parte solucionado con el uso de reguladores de tensión de actuación continua).
- Como oscilaciones del rotor de amplitud creciente debido a la falta de par amortiguador.

Los problemas de estabilidad del ángulo del rotor en pequeña señal pueden ser locales (oscilaciones del ángulo del rotor de una máquina en contra del resto del sistema, conocidas como modos locales de oscilación) o globales (oscilaciones de un grupo de generadores de un área en contra de otro grupo de generadores en otra área, conocidas como modos de oscilación entre áreas) [13,14].

Los problemas de estabilidad de pequeña señal pueden ser de diferentes tipos [15]:

- a) Modos entre áreas: Estas oscilaciones involucran a un grupo de máquinas en un área, las cuales tienen un comportamiento coherente entre ellas y que oscilan en oposición frente a un grupo de generadores en otra área del sistema como muestra la figura 2.2. Estas áreas están interconectadas por una línea de transmisión que constituye un enlace débil. Estas oscilaciones se encuentran entre 0.2 y 0.7 Hz.

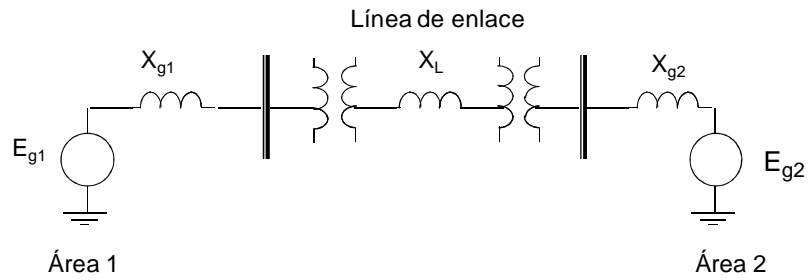


Figura 2.2: Oscilaciones entre áreas.

- b) Modos locales: Una máquina oscilando contra las restantes de la misma área. El término local se usa porque las oscilaciones están localizadas en una central eléctrica o en una pequeña parte del sistema de potencia, como muestra la figura 2.3. Caracteriza a las oscilaciones del ángulo del rotor de un grupo de generación o una central, frente al resto del sistema. Estas oscilaciones se encuentran entre 0.8 y 1.8 Hz.

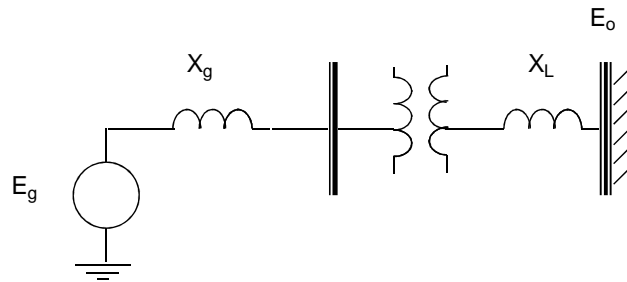


Figura 2.3: Oscilaciones locales.

- c) Modos entre máquinas: ocurren cuando las unidades de una central eléctrica oscilan una contra la otra. Su rango de frecuencias está entre 1.5 y 3 Hz. Estas oscilaciones son una consecuencia de las interacciones de los controles de las unidades y no de los límites de estabilidad de la transferencia de potencia. En esta clasificación también puede incluirse las oscilaciones entre centrales de generación muy cercanas, como muestra la figura 2.4.

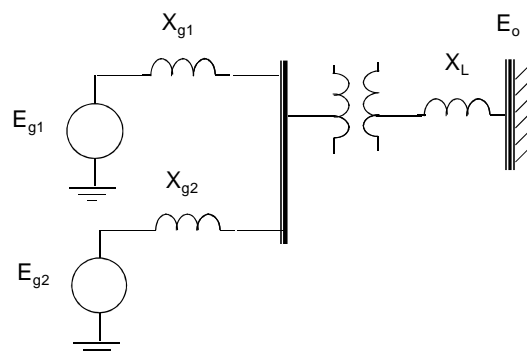


Figura 2.4: Oscilaciones entre máquinas.

- d) Modos de control: Inestabilidades generadas en los propios sistemas de control, tales como reguladores de tensión, reguladores de velocidad y control de tensión en la red, como muestra la figura 2.5. Sus frecuencias de oscilación son mayores de 4 Hz.

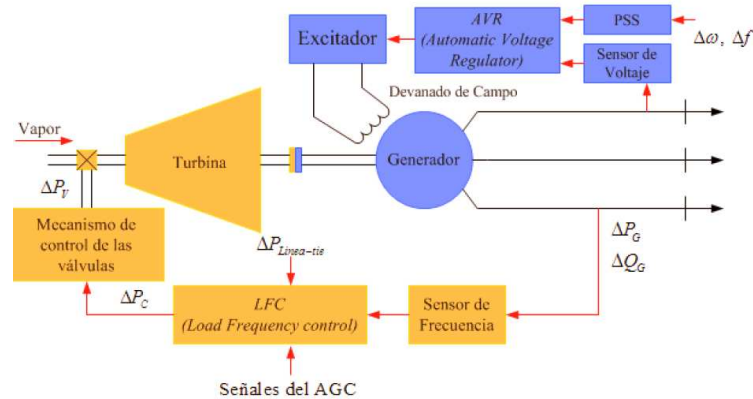


Figura 2.5: Modos de control [16].

- e) Modos de torsión: Inestabilidades generadas por interacción de elementos de potencia de la red (compensadores en serie), o elementos de control de la red (controles de sistemas HVDC) con los modos naturales mecánicos de las turbinas, como muestra la figura 2.6. Su rango de frecuencias está entre 10 y 46 Hz.

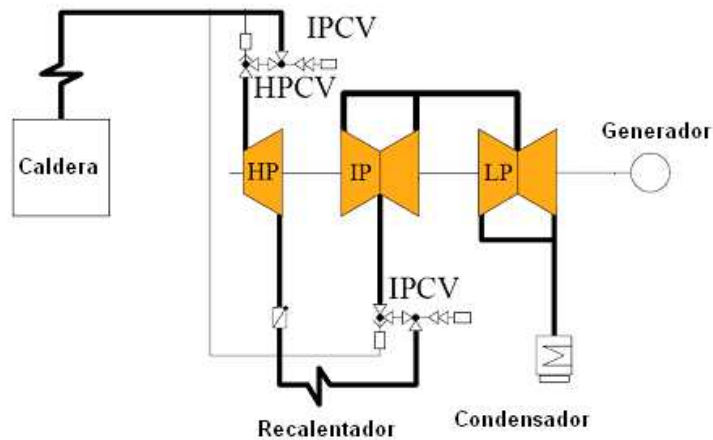


Figura 2.6: Modos de torsión [17].

Este trabajo se concentra en el primer modo de oscilación que es el modo entre áreas de un sistema o entre dos sistemas distintos.

- 2) La estabilidad del ángulo del rotor en gran señal (perturbación grande), conocida como estabilidad transitoria, se refiere a la capacidad del sistema para mantener el sincronismo cuando está sujeto a una perturbación severa que provoca grandes excursiones de los ángulos del rotor, y depende del estado inicial de operación del

sistema y de la severidad de la perturbación. La inestabilidad aparece como una separación angular aperiódica debido al insuficiente par sincronizante, manifestándose como primera inestabilidad oscilatoria. Para sistemas muy grandes, la inestabilidad podría ocurrir además de con la primera inestabilidad oscilatoria, con una superposición de un modo de oscilación lento entre áreas y un modo de oscilación local, o con efectos no lineales que afecten a un solo modo.

Con el fin de acotar el campo de estudio de este trabajo, conviene mencionar también los otros dos fenómenos de estabilidad: la estabilidad de tensión y la de frecuencia.

2.1.2 Estabilidad de tensión

La estabilidad de tensión se refiere a la capacidad del sistema para mantener las tensiones constantes en todas las barras del sistema después de haber sido sometido a una perturbación partiendo de una condición inicial de operación dada. En este caso la estabilidad depende de la capacidad de restaurar el equilibrio entre la carga y la generación del sistema. La inestabilidad que podría ocurrir ocasionaría una progresiva disminución o incremento de tensión en algunos nudos, provocando pérdida de carga en un área o la actuación de protecciones que provocaría interrupciones en cascada. Estas interrupciones pueden causar la pérdida del sincronismo de algunos generadores, fenómeno que también puede producirse por condiciones de operación que excedan los límites de la corriente de campo [18,19].

El colapso de tensión es el proceso por el cual la secuencia de eventos posteriores a una inestabilidad de tensión desemboca en bajas tensiones en una parte significativa del sistema eléctrico, o incluso en un apagón generalizado. Normalmente las cargas desempeñan un papel determinante en la inestabilidad de tensión. Después de una perturbación que origine una caída de tensión en una parte del sistema, la eventual corrección de la potencia consumida por las cargas puede incrementar el consumo de potencia reactiva y causar una reducción adicional de la tensión. Otra posible causa del colapso de tensión es la caída de tensión que ocurre cuando la potencia activa y reactiva fluye a través de las reactancias inductivas de la red de transmisión. Esto limita la capacidad de la red de transmisión para transferir potencia y suministrar tensión. El riesgo de inestabilidad se produce cuando las cargas dinámicas intentan restaurar el consumo de potencia excediendo la capacidad de la red y de la generación.

También existe el riesgo de inestabilidad por sobretensión, causado por un comportamiento capacitivo de la red así como por el uso de limitadores de baja excitación que protegen a los generadores síncronos.

Es importante observar que la distinción entre las estabilidades de tensión y de ángulo del rotor no se basa en una débil relación entre variaciones de potencia activa/ángulo y potencia reactiva/magnitud de tensión. De hecho, existe una fuerte relación en condiciones de carga elevada, y a las dos estabilidades de ángulo y de tensión les afectan tanto las perturbaciones de potencia activa como los flujos de potencia reactiva. Por el contrario, la diferenciación se basa en el conjunto específico de fuerzas opuestas que experimentan un desequilibrio sostenido y en la variable principal del sistema en la cual la inestabilidad es evidente.

2.1.3 Estabilidad de frecuencia

La estabilidad de frecuencia se refiere a la capacidad de un sistema de potencia para mantener la frecuencia constante tras una severa perturbación, que resulta en un desequilibrio significativo entre la generación y la carga. Cuando el sistema se somete a perturbaciones severas puede aparecer una inestabilidad en forma de oscilaciones de frecuencia, provocando el disparo de unidades de generación y/o cargas. En sistemas interconectados muy grandes, los problemas de estabilidad de frecuencia se asocian con respuestas inadecuadas del equipo, deficiente coordinación del control y equipo de protección, o una reserva de generación insuficiente [20,21].

La estabilidad de frecuencia puede ser un fenómeno a corto plazo o a largo plazo, dependiendo de las características de los procesos y dispositivos que se activan, que van desde fracciones de segundos (esquema de alivio de carga debido a bajas frecuencias) hasta varios minutos (respuesta de dispositivos como una turbina y reguladores de tensión de carga). Las variaciones de frecuencia generan cambios significativos en las magnitudes de tensión, que a su vez afectan al desequilibrio carga-generación.

2.2 Análisis de pequeña señal

Los autovalores de la matriz de estado del sistema eléctrico poseen información directa sobre las frecuencias de oscilación. Con estas frecuencias podemos estudiar la estabilidad en pequeña señal (estabilidad a perturbaciones de pequeña magnitud) en un punto de operación. Este análisis se conoce como análisis modal de un modelo linealizado del sistema, en el cual

se analizan los autovalores dominantes que influyen en la respuesta dinámica. A continuación se resume la teoría matemática sobre la que se basa el análisis de pequeña señal de sistemas eléctricos, que será aplicado en capítulos posteriores a este documento.

2.2.1 Modelo de espacio de estado

Para modelar el comportamiento de sistemas dinámicos, se utiliza con frecuencia un grupo de ecuaciones no lineales ordinarias de primer orden [22,23,24], de la forma:

$$\dot{x}_i = f_i(x_1, x_2, \dots, x_n; u_1, u_2, \dots, u_r; t) \quad i = 1, 2, \dots, n \quad (2.1)$$

Donde n es el orden del sistema, r es el número de entradas y t es el tiempo. Si las derivadas de las variables de estado no son funciones explícitas del tiempo, la ecuación (2.1) puede reducirse a:

$$\dot{x} = f(x, u) \quad (2.2)$$

Donde x , u , y f denotan los siguientes vectores columna:

$$x = \begin{bmatrix} x_1 \\ x_2 \\ \cdot \\ \cdot \\ x_n \end{bmatrix} \quad u = \begin{bmatrix} u_1 \\ u_2 \\ \cdot \\ \cdot \\ u_r \end{bmatrix} \quad f = \begin{bmatrix} f_1 \\ f_2 \\ \cdot \\ \cdot \\ f_n \end{bmatrix} \quad (2.3)$$

El vector x contiene las variables de estado del sistema eléctrico, el vector u contiene las entradas del sistema y \dot{x} incluye las derivadas de las variables de estado con respecto al tiempo. Por otro lado, la ecuación que relaciona las entradas, salidas y variables de estado se puede escribir como [25,26,27]:

$$y = g(x, u) \quad (2.4)$$

Podemos ilustrar el concepto de variable de estado expresando la ecuación del par de oscilación de un generador (en sistema por unidad) como sigue:

$$\frac{2Hd^2\delta}{\omega_o dt^2} = T_m - T_e - K_D \Delta\omega_r \quad (2.5)$$

Donde H es la constante de inercia, ω_o es la frecuencia de sincronismo, δ es el ángulo del rotor, T_m y T_e son el par mecánico y electromagnético respectivamente, K_D es el coeficiente

de amortiguamiento en el rotor, y $\Delta\omega_r$ es la desviación de la velocidad. Expresando la ecuación (2.5) como dos ecuaciones diferenciales de primer orden tenemos:

$$\begin{aligned}\frac{d\Delta\omega_r}{dt} &= \frac{1}{2H}(T_m - T_e - K_D\Delta\omega_r) \\ \frac{d\delta}{dt} &= \omega_o\Delta\omega_r\end{aligned}\quad (2.6)$$

Donde ω_r y δ son las variables de estado.

Una perturbación se considera pequeña si se pueden linealizar las ecuaciones que describen la respuesta del sistema [28]. En general, si las derivadas de las variables de estado no son funciones explícitas del tiempo, la linealización del conjunto de ecuaciones (2.2) y (2.4) alrededor del punto de operación x_o y u_o , conducen a las siguientes expresiones matriciales:

$$A = \begin{bmatrix} \frac{\partial f_1}{\partial x_1} & \dots & \frac{\partial f_1}{\partial x_n} \\ \vdots & & \vdots \\ \frac{\partial f_n}{\partial x_1} & \dots & \frac{\partial f_n}{\partial x_n} \end{bmatrix} \quad B = \begin{bmatrix} \frac{\partial f_1}{\partial u_1} & \dots & \frac{\partial f_1}{\partial u_r} \\ \vdots & & \vdots \\ \frac{\partial f_n}{\partial u_1} & \dots & \frac{\partial f_n}{\partial u_r} \end{bmatrix} \quad C = \begin{bmatrix} \frac{\partial g_1}{\partial x_1} & \dots & \frac{\partial g_1}{\partial x_n} \\ \vdots & & \vdots \\ \frac{\partial g_m}{\partial x_1} & \dots & \frac{\partial g_m}{\partial x_n} \end{bmatrix} \quad D = \begin{bmatrix} \frac{\partial g_1}{\partial u_1} & \dots & \frac{\partial g_1}{\partial u_r} \\ \vdots & & \vdots \\ \frac{\partial g_n}{\partial u_1} & \dots & \frac{\partial g_n}{\partial u_r} \end{bmatrix} \quad (2.7)$$

De esta forma podemos escribir:

$$\begin{aligned}\Delta\dot{x} &= A\Delta x + B\Delta u \\ \Delta y &= C\Delta x + D\Delta u\end{aligned}\quad (2.8)$$

Donde Δx es la variación del vector de estado, Δy es la variación del vector de salidas, Δu es la variación del vector de entradas, A es la matriz de estado $n \times n$, B es la matriz de entrada $n \times r$, C es la matriz de salida $m \times n$ y D es la matriz de transmisión directa $m \times r$. Además tenemos que:

$$\Delta x = x - x_o, \Delta y = y - y_o \text{ y } \Delta u = u - u_o. \quad (2.9)$$

Las matrices A , B , C y D se calculan derivando las funciones f y g respecto a las variables de estado y las entradas.

La figura 2.7 representa el diagrama de bloques del espacio de estado.

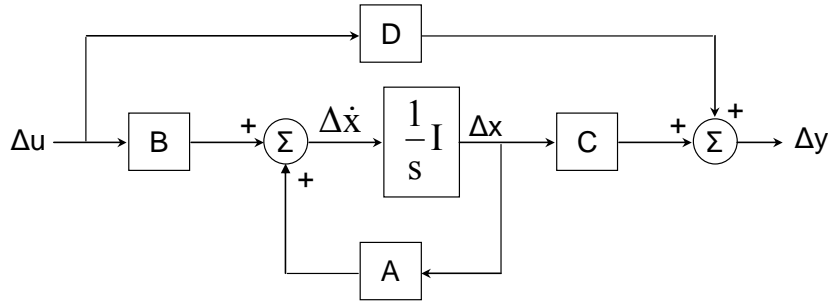


Figura 2.7: Representación del espacio de estado.

2.2.2 Análisis de autovalores y estabilidad

Una vez que se ha definido el espacio de estado para el sistema eléctrico en forma general, dado por las ecuaciones (2.7) y (2.8), podemos calcular y analizar la estabilidad en pequeña señal del sistema [29]. Tomando la transformada de Laplace de (2.7) y (2.8), resolviendo para $\Delta x(s)$ y evaluando para $\Delta y(s)$ se tiene:

$$\Delta x(s) = \frac{\text{adj}(sI - A)}{\det(sI - A)} [\Delta x(0) + B\Delta u(s)] \quad (2.10)$$

$$\Delta y(s) = C \frac{\text{adj}(sI - A)}{\det(sI - A)} [\Delta x(0) + B\Delta u(s) + D\Delta u(s)] \quad (2.11)$$

Los polos de $\Delta x(s)$ y $\Delta y(s)$ son las raíces:

$$\text{Det}(sI - A) = 0 \quad (2.12)$$

Los valores de s que satisfacen la ecuación anterior son los autovalores de la matriz A , y se puede calcular como:

$$\text{Det}(A - \lambda I) = 0 \quad (2.13)$$

Las n soluciones de la ecuación (2.12) son los autovalores $(\lambda_1, \lambda_2, \dots, \lambda_n)$ de la matriz A $n \times n$. Los autovalores pueden ser reales o complejos y tienen la forma $\lambda = \sigma \pm j\omega$.

Si A es real, los autovalores complejos siempre son pares conjugados, es decir $\lambda = -\xi\omega_n \pm j\omega_n \sqrt{1 - \xi^2} = \sigma \pm j\omega$. Podemos estudiar la estabilidad del punto de operación (δ_o, ω_o) analizando los autovalores. Así, el punto de operación es estable si todos los autovalores están ubicados a la izquierda del eje imaginario del plano complejo [30,31,32].

Si cualquiera de los autovalores aparece al lado derecho del eje imaginario del plano complejo, los modos correspondientes son inestables, por lo que el sistema también es inestable [33,34]. Esta estabilidad se puede comprobar al analizar las características dependientes del tiempo de los modos de oscilación, ya que corresponde a cada autovalor λ_i ,

dado por $e^{t\lambda_i}$. Si la parte real del autovalor es negativa, el modo decrece con el tiempo. La parte real del autovalor está relacionada con el tiempo de decrecimiento. Si es negativa, cuanto mayor sea, más rápido decrecerá. Si es positiva, se dice que el modo es inestablemente aperiódico [35]. En la figura 2.8, se presentan los autovalores en el plano complejo y su respuesta asociada.

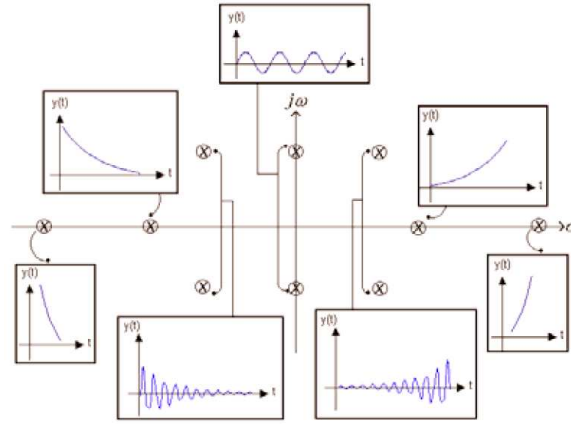


Figura 2.8: Autovalores y respuesta asociada.

Para $\omega = 0, \sigma < 0$ respuesta unidireccional amortiguada

Para $\omega \neq 0, \sigma < 0$ respuesta oscilatoria amortiguada

Para $\omega \neq 0, \sigma = 0$ respuesta oscilatoria de amplitud constante

Para $\omega \neq 0, \sigma > 0$ respuesta oscilatoria con oscilaciones crecientes sin límite

Para $\omega = 0, \sigma > 0$ respuesta unidireccional monótonamente creciente

Otra información importante obtenida de los autovalores es la frecuencia de oscilación y el factor de amortiguamiento [36]. La frecuencia en Hz es:

$$f = \frac{\omega}{2\pi} \quad (2.14)$$

y el factor de amortiguamiento:

$$\xi = \frac{-\sigma}{\sqrt{\sigma^2 + \omega^2}} \quad (2.15)$$

2.2.3 Autovectores y matrices modales

Dado cualquier autovalor λ_i , el vector columna Φ_i que satisface:

$$A\Phi_i = \lambda_i\Phi_i \quad (2.16)$$

Se conoce como el autovector derecho de A, asociado con el autovalor λ_i . Por conveniencia, se asume que los autovectores son normalizados. De esta manera se tiene que:

$$\Psi_i A = \lambda_i \Psi_i \quad (2.17)$$

Para continuar con el análisis de la matriz A, se presentan las siguientes matrices modales:

$$\Phi = [\Phi_1 \quad \Phi_2 \quad \cdot \quad \Phi_n] \quad (2.18)$$

$$\Psi = [\Psi_1^T \quad \Psi_2^T \quad \cdot \quad \Psi_n^T]^T \quad (2.19)$$

Λ = Matriz diagonal con autovalores como elementos diagonales

La relación entre las ecuaciones (2.16) y (2.17) puede ser escrita en forma compacta como:

$$\begin{aligned} A\Phi &= \Phi\Lambda \\ \Psi\Phi &= 1, \text{ produciendo } \Psi = \Phi^{-1} \end{aligned} \quad (2.23)$$

Una vez que los modos oscilatorios han sido identificados y las matrices modales construidas, se analizan aquellos modos que contribuyen en mayor medida a las oscilaciones. En especial, nos interesan en este trabajo las oscilaciones de baja frecuencia, que corresponden típicamente a oscilaciones entre áreas. Los modos del ángulo del rotor pueden ser identificados al analizar los autovectores derecho e izquierdo conjuntamente con los factores de participación.

2.2.4 Factores de participación

La llamada matriz de participación [37,38], denotada por P, que provee una medida de contribución entre las variables de estado y los modos de oscilación, se puede definir como:

$$P = [p_1 \quad p_2 \quad \cdot \quad p_n] \quad (2.21)$$

$$p_i = \begin{bmatrix} p_{1i} \\ p_{2i} \\ \cdot \\ p_{ni} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \Phi_{1i} \Psi_{i1} \\ \Phi_{2i} \Psi_{i2} \\ \cdot \\ \Phi_{ni} \Psi_{in} \end{bmatrix} \quad (2.22)$$

El elemento $p_{ki} = \Phi_{ki} \Psi_{ki}$ se conoce como factor de participación, y da la medida de participación de la variable de estado k-ésima en el modo i-ésimo.

2.2.5 Análisis de residuos

En coordenadas modales, la representación de estado en (2.8) puede reescribirse en la forma desacoplada [39,40,41]:

$$\begin{aligned}\Phi \dot{z} &= A \Phi z + B \Delta u \\ \Delta y &= C \Phi z + D \Delta u\end{aligned}\tag{2.23}$$

Con $\Delta x = \Phi z$:

Teniendo así:

$$\begin{aligned}\dot{z} &= \Lambda z + \Psi B \Delta u \\ \Delta y &= C \Phi z + D \Delta u\end{aligned}\tag{2.24}$$

Donde:

Φ es la matriz formada por los autovectores derechos de la matriz A como columnas.

Ψ es la matriz formada por los autovectores izquierdos de la matriz A como filas.

Λ es la matriz diagonal de autovalores de la matriz A.

La ecuación (2.24) puede escribirse como:

$$\begin{aligned}\dot{z} &= \Lambda z + B' \Delta u \\ \Delta y &= C' z + D \Delta u\end{aligned}\tag{2.25}$$

Donde $B' = \Phi^{-1} B = \Psi B$ y $C' = C \Phi$

La matriz ΨB se conoce como la matriz de controlabilidad modal. Al inspeccionar la fila j de esta matriz se puede determinar, como primera aproximación, qué entrada del sistema afecta en mayor proporción al modo j. Si todos los elementos de la j-ésima fila de la matriz de controlabilidad modal son iguales a cero significa que las entradas del sistema no tienen efecto en el control del modo j.

En este contexto, se define el factor de controlabilidad del modo k con respecto a la entrada j como:

$$B'_{kj} = \Psi(k,*) B(*,j)\tag{2.26}$$

Donde:

$\Psi(k,*)$ es la k-ésima fila de la matriz de autovectores izquierdos

$B(*,j)$ es la j-ésima columna de la matriz de controlabilidad

Similarmente, la matriz $C\Phi$ se define como la matriz de observabilidad modal. La i-ésima columna de esta matriz determina la contribución de la variable z_i en la formación de las salidas; es decir, es posible determinar qué salida del sistema contiene mayor información del modo i. El factor de observabilidad del modo k con respecto a la salida i se define como:

$$C'_{ki} = C(i,*)\Phi(*,k) \quad (2.27)$$

Donde:

$\Phi(*,k)$ es la k-ésima fila de la matriz de autovectores derechos.

$C(i,*)$ es la i-ésima columna de la matriz de observabilidad.

La matriz “y” de funciones de transferencia entre la entrada y la salida del sistema lineal, representado por las ecuaciones de estado de salida desacopladas (2.25), puede expresarse como:

$$y(s) = G(s) u(s) \quad (2.28)$$

Donde la función de transferencia es:

$$\begin{aligned} G(s) &= C(sI - A)^{-1} B + D \\ G(s) &= C(sI - A)^{-1} B \text{ con } D = 0 \end{aligned} \quad (2.29)$$

Sustituyendo tenemos:

$$\begin{aligned} G(s) &= C\Phi\Psi(sI - A)^{-1}\Phi\Psi B = G(s) = C\Phi[\Phi^{-1}(sI - A)\Psi^{-1}]^{-1}\Psi B \\ G(s) &= C\Phi(sI - \Lambda)^{-1}\Psi B = \frac{C\Phi\Psi B}{s - \lambda} \end{aligned} \quad (2.30)$$

Más concretamente, la función de transferencia entre la j-ésima entrada y la i-ésima salida puede expresarse como:

$$G_{ij} = \sum_{k=1}^n \frac{C(i,*)\Phi(*,k)\Psi(k,*)B(*,j)}{s - \lambda_k} = \sum_{k=1}^n \frac{R_{ij}}{s - \lambda_k} \quad (2.31)$$

Donde R_{ij} es el residuo entre la i-ésima salida y la j-ésima entrada. El residuo proporciona una medida de la sensibilidad del autovalor a la retroalimentación de la i-ésima salida. Además, el residuo puede expresarse en términos de los factores modales de controlabilidad y observabilidad correspondientes como:

$$R_{ij} = C'_{ki} B'_{kj} \quad (2.32)$$

Los factores de controlabilidad y observabilidad se definen como una medida de la efectividad de la señal de entrada y la señal de retroalimentación. Si ambos factores son iguales a cero el residuo también es cero.

2.3 Técnicas y dispositivos para amortiguar oscilaciones

Los sistemas de potencia más propensos a presentar oscilaciones de baja frecuencia son aquellos que conforman áreas que están interconectadas por líneas de transmisión débiles, sistemas de potencia con una clara estructura longitudinal, y en general aquellos que operan fuertemente cargados [42].

2.3.1 Estabilizadores de potencia PSS

Los estabilizadores de potencia PSS (*Power System Stabilizer*) se utilizan en generadores estratégicamente determinados para evitar las oscilaciones en un sistema eléctrico. La utilización de los PSS es una de las soluciones más económicas y eficientes. Su análisis se basa en una formulación de espacio de estado y el estudio de los autovalores y autovectores del sistema eléctrico. En la figura 2.9 se muestra una maquina equipada con regulador de velocidad y regulador de tensión, conectado a una barra infinita a través de una línea que a su vez alimenta una carga en un punto intermedio.

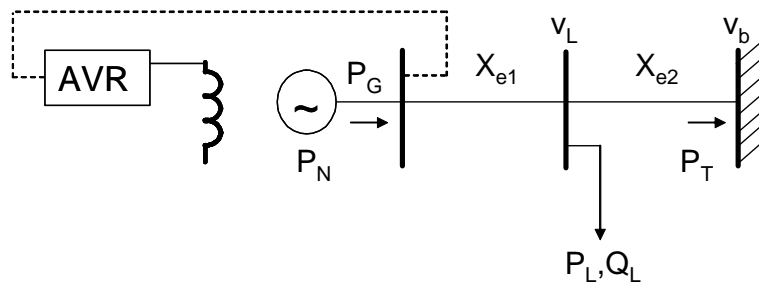
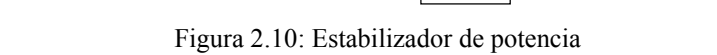
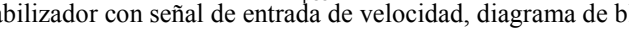


Figura 2.9: Generador conectado a una barra infinita

Para sistemas eléctricos con varias máquinas, los reguladores automáticos de tensión pueden tener efectos desestabilizantes aún más pronunciados en el caso de áreas interconectadas por líneas de transmisión débiles.

Los problemas de inestabilidad oscilatoria electromecánica permanente pueden superarse mediante la aplicación de estabilizadores de potencia en ciertos generadores del sistema de potencia; en la actualidad se tiende al uso generalizado de los mismos [43,44], dadas sus características de buena eficiencia y bajo coste. La función básica del estabilizador es





El estabilizador convencional usado habitualmente, es el de estructura y parámetros fijos. Si se representa mediante un diagrama de bloques, el modelo comúnmente más utilizado incluye un controlador de dos etapas de adelanto-retraso y un bloque de despeje que hace las veces de un filtro paso-banda. Figura 2.12.

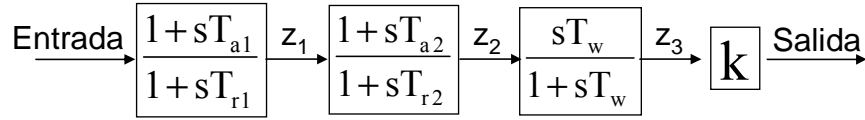


Figura 2.12: Modelo de estabilizador.

T_{a1} , T_{a2} son las constantes de tiempo de adelanto. Toman valores entre 0.1 y 0.9.

T_{r1} , T_{r2} son las constantes de tiempo de retraso, alrededor de 0.05.

T_w es la constante de tiempo de despeje, con valores típicos entre 1 y 10.

K es la ganancia del estabilizador, que puede fluctuar entre 0.1 y 100.

s es la variable de Laplace.

Todos estos valores son para estabilizadores delta-omega. En el caso de estabilizadores delta-P, a veces se usa solo un bloque adelanto/retraso e incluso con pequeñas ganancias negativas K_s . Para los PSS delta-f se puede añadir un bloque tipo derivativo, los valores frecuentes de sus parámetros son similares a los planteados excepto para el bloque adicional.

La ubicación de los estabilizadores depende de si la inestabilidad está claramente identificada o no.

2.3.2 Aplicación de dispositivos FACTS

El uso de señales suplementarias en dispositivos ya existentes puede ser utilizado para mejorar el amortiguamiento de las oscilaciones de potencia (POD). Estas acciones suplementarias de control POD pueden ser aplicadas a dispositivos FACTS tales como TCSC y UPFC [47]. La figura 2.13 presenta un sistema $G(s)$ equipado con un control de realimentación $H(s)$.

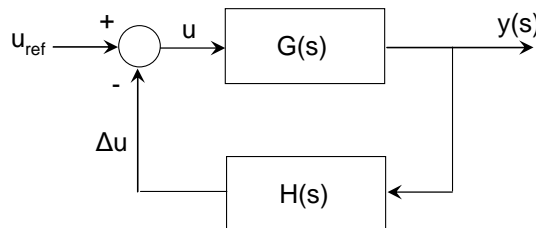


Figura 2.13: Sistema en lazo cerrado con control POD.

Cuando se aplica este control, se modifican los autovalores del sistema inicial $G(s)$. El movimiento de un autovalor se calcula:

$$\Delta\lambda_i = R_i H(\lambda_i) \quad (2.33)$$

Se puede observar que el movimiento causado por el controlador es proporcional a la magnitud de su residuo. El movimiento del autovalor tiene que realizarse hacia la izquierda del plano complejo para tener un amortiguamiento óptimo.

A) Diseño del control POD aplicado a FACTS.

Para mover el componente real de $\Delta\lambda_i$ hacia la izquierda, se utiliza POD aplicado a FACTS. Este movimiento se puede conseguir con una función de transferencia que contenga un bloque de amplificación, un bloque con filtro paso alto, y m_c etapas que consisten en bloques adelanto- retraso, teniendo así [47]:

$$H(s) = K \frac{sT_w}{1+sT_w} \left[\frac{1+sT_a}{1+sT_r} \right]^{m_c} = KH_1(s) \quad (2.34)$$

Donde K es una ganancia positiva, y $H(s)$ es la función de transferencia de los dos bloques. La constante de tiempo del filtro paso alto T_w esta normalmente entre 5 y 10 segundos. Los parámetros del bloque adelanto-retraso pueden ser calculados con las siguientes ecuaciones [47]:

$$\begin{aligned} \varphi_{\text{comp}} &= 180^\circ - \arg(R_i) \\ \alpha_c &= \frac{T_a}{T_r} = \frac{1 - \sin\left(\frac{\varphi_{\text{comp}}}{m_c}\right)}{1 + \sin\left(\frac{\varphi_{\text{comp}}}{m_c}\right)} \\ T_r &= \frac{1}{\omega_i \sqrt{\alpha_c}}, \quad T_a = \alpha_c T_r \end{aligned} \quad (2.35)$$

Donde $\arg(R_i)$ indica el ángulo del residuo, ω_i es la frecuencia del modo de oscilación en radianes por segundo, m_c es el número de etapas de compensación (normalmente $m_c = 2$). K es la ganancia del controlador que se calcula en función de la ubicación del autovalor deseado con [47]:

$$K = \left| \frac{\lambda_{i,\text{des}} - \lambda_i}{R_i H_1(\lambda_i)} \right| \quad (2.36)$$

B) Aplicación a dispositivos FACTS.

Los dispositivos FACTS que se encuentran en los sistemas de transporte utilizan señales locales de entrada como variaciones de potencia (ΔP), tensiones y corrientes en los buses. La ubicación óptima del dispositivo es muy importante debido a que un residuo grande provoca una gran variación del correspondiente modo de oscilación.

Cuando la topología del sistema cambia, el grupo de parámetros POD que proporciona un amortiguamiento satisfactorio para un punto de operación, necesariamente no tiene que servir para otro punto de operación. En tales casos, se requiere la resintonización de los parámetros. Una solución a este problema es resintonizar los parámetros de control para todo punto de operación basado en un completo grupo de parámetros del modelo como indica la figura 2.14.

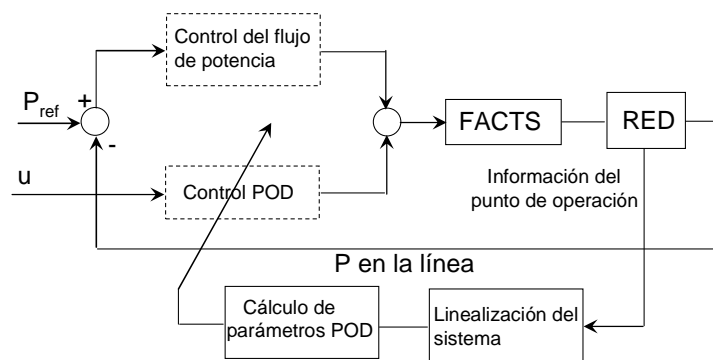


Figura 2.14: Sintonización del controlador POD, método 1, forma general.

Otra posibilidad para la resintonización de los parámetros del POD es la sintonización adaptativa en línea figuras 2.15 y 2.16, basado en la detección automática de oscilaciones en sistemas eléctricos utilizando datos dinámicos como intensidades, tensiones y diferencias de ángulos medidas en las líneas de transmisión, provistos en línea por unidades de medida de fasores.

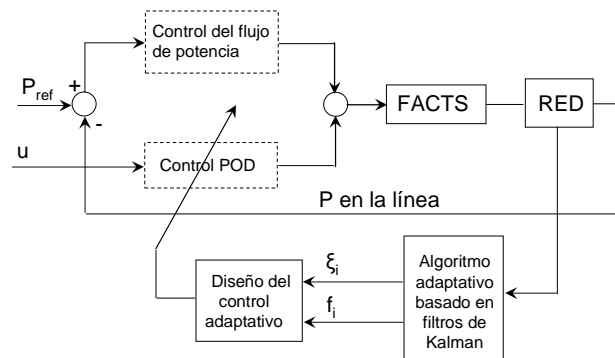


Figura 2.15: Sintonización del controlador POD, método 2, forma general.

La ganancia del POD es una función de la frecuencia y el amortiguamiento, mientras que las constantes de tiempo del bloque adelanto-retraso son funciones solo de la frecuencia.

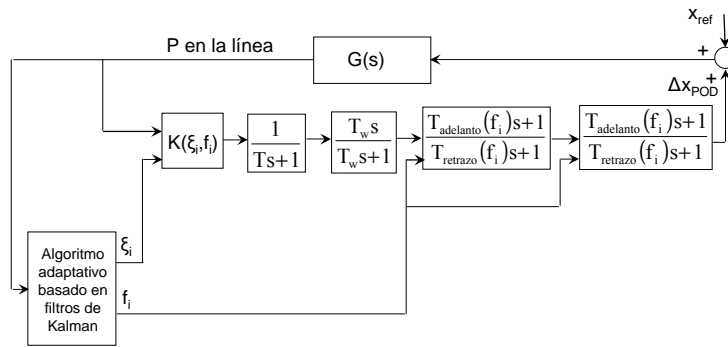


Figura 2.16: Sintonización del controlador POD, método 2, forma detallada.

El control adaptativo deriva de un algoritmo de monitorización donde sólo se conocen la frecuencia dominante y el amortiguamiento. Se asume que el valor del residuo para el modo en análisis no cambia debido a que no hay información del ángulo de compensación para poder actualizarlo, y lo único que se puede actualizar es $T_{adelanto}$ y $T_{retraso}$ con la ecuación (2.36). Usando este método se ha logrado conseguir un control adaptativo poderoso y relativamente simple.

2.3.3 Comparación entre el PSS, SVC y STATCOM

En general, los sistemas eléctricos son modelados por un grupo de ecuaciones algebraicas y diferenciales, esto es [48]:

$$\begin{aligned}\dot{x} &= f(x, y, \lambda, p) \\ 0 &= g(x, y, \lambda, p)\end{aligned}\tag{2.37}$$

El análisis de bifurcaciones se basa en analizar los autovalores del sistema. Para ello se requiere linealizar (2.37) en (x_0, y_0, λ, p) :

$$\begin{bmatrix} \Delta \dot{\mathbf{x}} \\ 0 \end{bmatrix} = \underbrace{\begin{bmatrix} \mathbf{J}_1 & \mathbf{J}_2 \\ \mathbf{J}_3 & \mathbf{J}_4 \end{bmatrix}}_{\mathbf{J}} \begin{bmatrix} \Delta \mathbf{x} \\ \Delta \mathbf{y} \end{bmatrix} \quad (2.38)$$

Siendo J la Jacobiana del sistema, si J_4 es no singular, los autovalores del sistema pueden ser calculados fácilmente al eliminar el vector de variables algebraicas en (2.38), es decir:

$$\Delta \dot{\mathbf{x}} = (\mathbf{J}_1 - \mathbf{J}_2 \mathbf{J}_4^{-1} \mathbf{J}_3) \Delta \mathbf{x} = \mathbf{A} \Delta \mathbf{x} \quad (2.39)$$

Bifurcaciones Hopf

También conocidas como bifurcaciones oscilatorias. Se caracterizan por órbitas periódicas estables o inestables que aparecen alrededor de un punto de equilibrio, y pueden ser estudiadas con la ayuda del análisis linealizado, ya que están asociadas con un par de autovalores puramente imaginarios de la matriz A. El punto donde los autovalores complejos conjugados alcanzan el eje imaginario con respecto a los cambios, $(x_o, y_o, \lambda_o, p_o)$, se conoce como punto de Bifurcacion Hopf. Esta teoría se utiliza para analizar la aparición de oscilaciones electromecánicas en un sistema de prueba debido a la salida de una línea [49].

a) Un Estabilizador de Potencia puede ser visto como un bloque adicional al controlador de excitación del generador o AVR, añadido para mejorar el funcionamiento total de la dinámica del sistema, especialmente para el control de las oscilaciones electromecánicas. De esta manera, el estabilizador de potencia utiliza señales auxiliares estabilizadoras como: velocidad del eje, frecuencia en los bornes y/o potencia para cambiar la señal de entrada al AVR, figura 2.17.

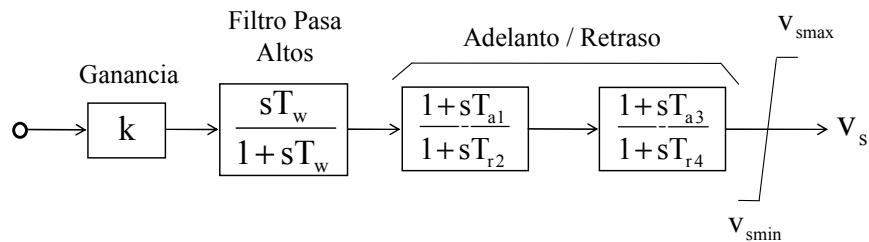


Figura 2.17: Modelo de PSS, donde V_s es una señal de entrada adicional para el AVR.

En sistemas eléctricos grandes, para examinar inicialmente en que generadores se añadirá el PSS, se utilizan factores de participación correspondientes a la desviación de la velocidad de las unidades de generación. Sin embargo, un factor de participación grande es una condición necesaria pero no suficiente, por lo que se debería llevar a cabo una evaluación más rigurosa usando residuos y respuesta en frecuencia debería para determinar la localización más adecuada para los estabilizadores [50,51].

b) Un Compensador estático de potencia reactiva (SVC) es básicamente un generador/carga estático/a de Potencia Reactiva conectado en paralelo, cuya salida está ajustada para intercambiar corriente capacitiva o inductiva para mantener o controlar variables específicas del sistema; típicamente, la tensión en el bus donde se conecta el SVC, figura 2.18.

Una de las mayores razones para instalar un SVC es mejorar el control de la tensión dinámica, y así incrementar la capacidad de carga del sistema. El SVC está básicamente

representado por una reactancia variable, con límites inductivos y capacitivos máximos, para controlar la tensión en el bus donde se encuentra el SVC.

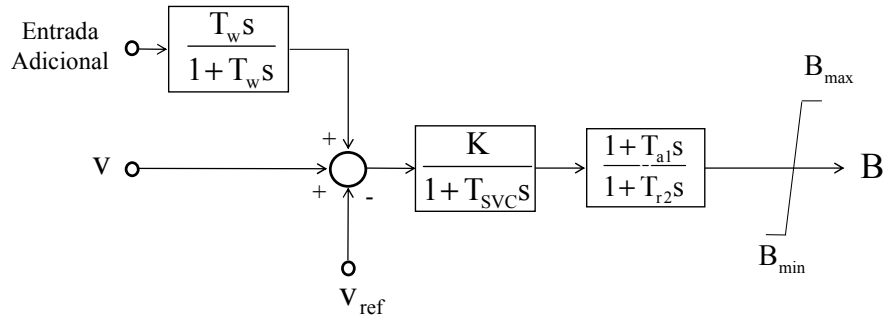


Figura 2.18: Estructura del controlador SVC con amortiguamiento de oscilaciones, donde B es la susceptancia equivalente en paralelo del controlador.

c) Los sistemas flexibles de transmisión de corriente alterna (STATCOM) se parecen en muchos aspectos a un compensador síncrono, pero sin inercia. El bloque electrónico básico del STATCOM es el convertidor en fuente de tensión (VSC), que en general convierte una entrada de tensión continua en una salida de tensión trifásica a la frecuencia fundamental, con magnitud y fase rápidamente controlable. Además, el controlador tiene un transformador de acoplamiento y un condensador de corriente continua. El sistema de control puede ser diseñado para mantener constante la magnitud de la tensión en el bus controlando la magnitud y/o desfase de la tensión de salida de VSC [52].

El modelo está básicamente formado por una fuente de tensión controlable detrás de una impedancia con la representación de la dinámica de carga y descarga del condensador, así como las pérdidas en alterna y continua. Para controlar la tensión del bus se asume una estrategia de control de fase del STATCOM, y adicionalmente un bloque de control y señales son añadidas para amortiguar la oscilación, como se representa en la figura 2.19.

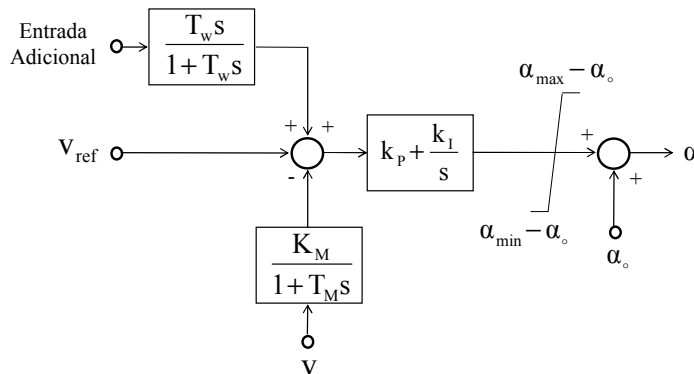


Figura 2.19: Control de fase del STATCOM con amortiguamiento de la oscilación, donde α es el desfase entre la tensión AC del controlador VSC y la tensión en su bus V.

Los beneficios adicionales que presentan los dispositivos FACTS frente a los PSS, ya que además de amortiguar oscilaciones, permiten un incremento en la cargabilidad del sistema, justifican su elección pese a ser menos económicos. Los dispositivos FACTS, además de su tamaño y tipo, tienen otros problemas que complican su diseño como son la ubicación y la selección de la señal de control a la entrada.

Ubicación de los dispositivos FACTS en paralelo

Utilizando el problema generalizado de autovalores para acelerar los cálculos,

$$\begin{bmatrix} J_1 & J_2 \\ J_3 & J_4 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} v_1 \\ v_2 \end{bmatrix} = \lambda \begin{bmatrix} v_1 \\ 0 \end{bmatrix} \quad (2.40)$$

Donde λ es el autovalor y $[v_1 \ v_2]^T$ es el autovector de μ , con:

$$v_2 = -J_4^{-1} J_3 v_1 \quad (2.41)$$

Por lo tanto, un dispositivo FACTS en paralelo, que controla directamente las magnitudes de las tensiones, puede ser ubicado identificando la máxima entrada en v_2 asociada con un bus de carga y el modo critico. De este modo, asumiendo que:

$$v_2 = \begin{bmatrix} v_{2v1r} \\ v_{2v1i} \\ \cdot \\ v_{2vnr} \\ v_{2vni} \end{bmatrix} \quad (2.42)$$

Donde v_{2v} corresponde al autovector complejo asociado con los componentes real (r) e imaginario (i), las entradas más grandes de v_{2vk} son utilizadas para identificar los buses de carga candidatos para la ubicación de dispositivos FACTS.

$$v_{2vk} = |v_{2vkr} + v_{2vki}| \quad (2.43)$$

La ubicación de dispositivos FACTS y SVC en lugares adecuados, por si mismos no aportan un adecuado amortiguamiento, ya que la primera tarea de estos dispositivos es controlar la tensión. Por lo tanto, es necesario añadir un bloque adicional de control con una apropiada señal de entrada, preferiblemente local. Típicamente se seleccionan como señales locales los flujos de potencia activa/reactiva y las corrientes de línea adyacentes.

2.3.4 Amortiguamiento de oscilaciones con cargas activas

El control de cargas activas y frenos dinámicos para amortiguar oscilaciones dan resultados equivalentes, pero por razones económicas no son utilizados [53]. La automatización del sistema de distribución actual permite el control de las cargas de una manera selectiva, impidiendo el ingreso de cargas que puedan ocasionar oscilaciones.

Esto no sólo puede utilizarse en situaciones de emergencia sino también para solucionar problemas dinámicos. La principal característica para el control de cargas activas es su ubicación. De una manera simplificada se muestra su influencia en el amortiguamiento cuanto más cerca está del generador, figura 2.20.

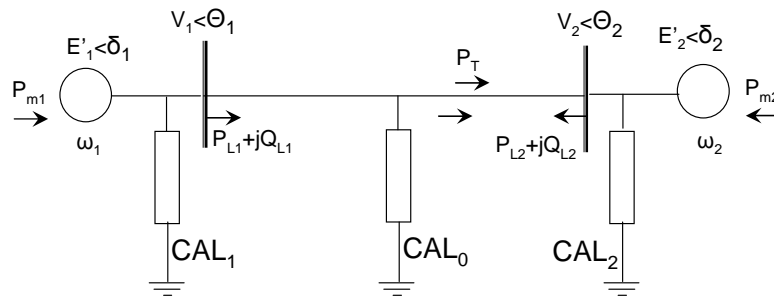


Figura 2.20: Sistema de prueba con control de cargas activas (CAL).

Asumiendo que las cargas dependen de la tensión pero no de la frecuencia, la carga en el nudo j se expresa como:

$$\begin{aligned} P_{Lj} &= P_{L0j} V_j^m \\ Q_{Lj} &= Q_{L0j} V_j^m \end{aligned} \quad (2.44)$$

Donde P_{L0j} y Q_{L0j} son las cargas en el bus a tensión nominal, y m es la dependencia con la tensión.

La ecuación de control de la carga activa es $g_{cal} \pm k_{cal} (\omega_1 - \omega_2)$ donde g_{cal} es el componente a controlar (conductancia) $g_{cal} = u_c$ y u_c indica la salida del dispositivo amortiguador [54].

Desde el punto de vista económico el valor requerido para obtener un cierto amortiguamiento se obtiene al encontrar qué ganancia de retroalimentación es requerida, convirtiendo la ganancia en potencia. Si asumimos que la tensión en el bus de la carga es 1, la corriente en la línea de transmisión es I_T , y la potencia P_T se obtiene la siguiente ecuación:

$$CAL = P_{cal} = g_{cal} V^2 = k_{cal} \Delta \omega V^2 \approx k_{cal} \Delta \omega \quad (2.45)$$

La potencia nominal se calcula de la siguiente manera en función de $\Delta \omega$ que es desconocida:

$$CAL = \frac{P_{cal}}{\Delta\omega} \approx K_{cal} \quad (2.46)$$

El impacto de una carga que entra se reparte entre todos los generadores, y el porcentaje de influencia depende de su proximidad a los generadores. Al incrementarse la carga las maquinas se desaceleran y el amortiguamiento se logra debido a la diferencia de proximidad con el generador. Por lo tanto, para distancias eléctricas similares como la diferencia de velocidades es cero, no se obtiene amortiguamiento.

La principal ventaja sobre los SVC y CSC (*Cotrollable Series Compensator*), del uso de cargas activas para amortiguar oscilaciones, es la pequeña influencia que hay en estas cargas debidas a la magnitud y dirección del flujo de potencia. El valor de k_{cal} para alcanzar cierto amortiguamiento es mucho menor que en los otros equipos mencionados, haciéndolo económicamente más atractivo.

2.4 Métodos de linealización

A pesar de haber muchos paquetes computacionales que calculan autovalores, raramente son evaluados y comparados aunque provoquen diferencias en su extracción [55].

En esta sección se verán tres métodos:

- Linealización analítica (AL)
- Aproximación de diferencia hacia adelante (FDA)
- Aproximación de diferencia central (CDA)

El PSS/E utiliza el método CDA, y para representarla, se partirá de la ecuación de aceleración del modelo de la maquina sincrónica.

$$\Delta\dot{\omega} = \frac{1}{2H} (T_m - T_e - K_D \cdot \Delta\omega) \quad (2.47)$$

Donde $\Delta\omega$ es la desviación de frecuencia, T_m es el par mecánico, T_e es el par eléctrico y K_D es el coeficiente de par amortiguador.

Para obtener una representación más detallada de la maquina sincrónica se establece K_D .

La ecuación (2.47) contiene una variable de estado, $\Delta\omega$, que es derivable en función del tiempo y una variable algebraica, T_e , que no lo es.

Las ecuaciones del sistema dinámico tanto diferenciales como algebraicas se pueden reorganizar y escribir de la siguiente manera:

$$\dot{x}_i = f_i(x_1, \dots, x_n; u_1, \dots, u_p; v_1, \dots, v_r; t) \quad \forall i = 1, \dots, n. \quad (2.48)$$

$$0 = g_i(x_1, \dots, x_n; u_1, \dots, u_p; v_1, \dots, v_r; t) \quad \forall i = 1, \dots, r. \quad (2.49)$$

En las ecuaciones (2.48) y (2.49) el tiempo viene indicado por t . Si f y g no son funciones explícitas del tiempo, el sistema se llama invariante en el tiempo y se puede ignorar la notación de t . Muchos de los sistemas dinámicos en sistemas eléctricos son invariantes en el tiempo.

A continuación, para hacer los pasos más estructurados, se ponen las variables algebraicas en un vector v , las variables de estado en un vector x y las variables de estado derivables en función del tiempo en un vector \dot{x} [56,57]:

$$v = \begin{bmatrix} v_1 \\ \vdots \\ v_r \end{bmatrix} \quad x = \begin{bmatrix} x_1 \\ \vdots \\ x_n \end{bmatrix} \quad \dot{x} = \begin{bmatrix} \dot{x}_1 \\ \vdots \\ \dot{x}_n \end{bmatrix} \quad (2.50)$$

T_e y $\Delta\omega$ son elementos de los vectores v y x respectivamente. Las variables de estado derivables en el tiempo $\Delta\omega$ es un elemento del vector \dot{x} . La relación entre \dot{x} y x se describe por una matriz A de un sistema lineal, y como esto sólo puede ser válido para pequeñas perturbaciones en \dot{x} y x se añade Δ para \dot{x} y x , obteniendo la siguiente ecuación:

$$\Delta\dot{x} = A\Delta x \quad (2.51)$$

Donde $\Delta\dot{x}$ describe la contribución en las variables de estado derivables en el tiempo para pequeñas perturbaciones de las variables de estado Δx . El proceso cuando se genera la ecuación (2.51) en forma lineal se realiza de diferentes maneras para los tres métodos de linealización que se presentan a continuación.

2.4.1 Linealización analítica, o método AL

Todas las ecuaciones diferenciales y algebraicas son linealizadas por sus expresiones analíticas al utilizar el método AL. Por ejemplo, para una maquina síncrona, la desviación de velocidad derivable en el tiempo $\Delta\dot{\omega}$, se calcula como [58]:

$$\Delta\dot{\omega} = -\frac{1}{2H}\Delta T_e - \frac{K_D}{2H}\Delta\omega \quad (2.52)$$

El procedimiento de linealización como se describió con las ecuaciones (2.47) y (2.52) también es llamado diferenciación simbólica.

En una situación en régimen permanente, se puede asumir que las señales de entrada $\{u_1, \dots, u_p\}$ en ecuaciones (2.48) y (2.49) son constantes y por lo tanto se pueden excluir en la linealización. Entonces,

$$\Delta \dot{x}_i = \frac{\partial f_i}{\partial x_1} \Delta x_1 + \dots + \frac{\partial f_i}{\partial x_n} \Delta x_n + \dots + \frac{\partial f_i}{\partial v_1} \Delta v_1 + \dots + \frac{\partial f_i}{\partial v_r} \Delta v_r \quad \forall i=1, \dots, n \quad (2.53)$$

$$0 = \frac{\partial g_i}{\partial x_1} \Delta x_1 + \dots + \frac{\partial g_i}{\partial x_n} \Delta x_n + \dots + \frac{\partial g_i}{\partial v_1} \Delta v_1 + \dots + \frac{\partial g_i}{\partial v_r} \Delta v_r \quad \forall i=1, \dots, r \quad (2.54)$$

Con frecuencia se hace una normalización del sistema de ecuaciones (2.49), haciendo el término $\frac{\partial g_i}{\partial v_i} \Delta v_i$ en la ecuación (2.54) igual a $\frac{\partial g_i}{\partial v_i} \Delta v_i = -1 \cdot \Delta v_i$. Las ecuaciones (2.53) y

(2.54) se ha derivado con respecto a las variables de entrada n y las variables algebraicas r .

El sistema de ecuaciones linealizado (2.53) y (2.54) puede ser identificado con la siguiente ecuación [59]:

$$\begin{bmatrix} 0 \\ \Delta \dot{x} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} J_{aa} & J_{as} \\ J_{sa} & J_{ss} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta v \\ \Delta x \end{bmatrix} \quad (2.55)$$

Donde:

$$\Delta v = \begin{bmatrix} \Delta v_1 \\ \cdot \\ \cdot \\ \cdot \\ \Delta v_r \end{bmatrix} \quad \Delta x = \begin{bmatrix} \Delta x_1 \\ \cdot \\ \cdot \\ \cdot \\ \Delta x_n \end{bmatrix} \quad \Delta \dot{x} = \begin{bmatrix} \Delta \dot{x}_1 \\ \cdot \\ \cdot \\ \cdot \\ \Delta \dot{x}_n \end{bmatrix} \quad (2.56)$$

El sistema linealizado en la ecuación (2.55) se describe con la matriz Jacobiana J , formado por sus 4 sub-matrices J_{aa} , J_{as} , J_{sa} , y J_{ss} :

$$J = \begin{bmatrix} J_{aa} & J_{as} \\ J_{sa} & J_{ss} \end{bmatrix} \quad (2.57)$$

La sub-matriz J_{aa} [rxr] contiene los factores $\left(\frac{\partial g_i}{\partial v_1}, \dots, \frac{\partial g_i}{\partial v_{i-1}}, -1, \frac{\partial g_i}{\partial v_{i+1}}, \dots, \frac{\partial g_i}{\partial v_r} \right)$ de la ecuación

(2.54); la J_{as} [rxn] contiene los factores $\left(\frac{\partial g_i}{\partial x_1}, \dots, \frac{\partial g_i}{\partial x_n} \right)$; la J_{sa} [nrx] contiene factores

$\left(\frac{\partial f_i}{\partial v_1}, \dots, \frac{\partial f_i}{\partial v_r}\right)$ de la ecuación (2.54) y la J_{ss} contiene factores $\left(\frac{\partial f_i}{\partial x_1}, \dots, \frac{\partial f_i}{\partial x_n}\right)$ de la ecuación (2.53). De la ecuación (2.55) se obtiene la siguiente expresión:

$$0 = J_{aa} \Delta v + J_{as} \Delta x \quad (2.58)$$

La cual puede ser reescrita como:

$$\Delta v = -J_{aa}^{-1} J_{as} \Delta x \quad (2.59)$$

Si J_{aa} es singular, son necesarias rutinas más complejas para obtener la ecuación (2.59) y de la ecuación (2.55) se obtiene que:

$$\Delta \dot{x} = J_{sa} \Delta v + J_{ss} \Delta x \quad (2.60)$$

Usando las ecuaciones (2.59) y (2.60) se obtiene que:

$$\Delta \dot{x} = -J_{sa} J_{aa}^{-1} J_{as} \Delta x + J_{ss} \Delta x = \left(-J_{sa} J_{aa}^{-1} J_{as} + J_{ss}\right) \Delta x \quad (2.61)$$

Y la parte derecha de la ecuación (2.61) es la matriz A , es decir:

$$A = \left(J_{ss} - J_{sa} J_{aa}^{-1} J_{as}\right) \quad (2.62)$$

2.4.2 Aproximación de diferencia hacia adelante, o método FDA

El método FDA es un método numérico [60]. Partiendo de una condición de equilibrio válida x_0 se crea un segundo vector de estado x_{i+} , en el cual la i -ésima componente del vector de estado x es perturbada desde el punto de equilibrio por x_0 , que añade una pequeña perturbación h a la variable de estado i . La diferencia entre x_{i+} y x_0 se indica como:

$$\Delta x_i = x_{i+} - x_0 \quad (2.63)$$

En el vector Δx_i todos los elementos son iguales a cero excepto el elemento i que es igual a la perturbación de tamaño h , es decir:

$$\Delta x_i = \begin{bmatrix} 0 \\ \vdots \\ 0 \\ h \\ 0 \\ \vdots \\ 0 \end{bmatrix} \quad (2.64)$$

Con el nuevo vector de estado x_{i+} y el sistema de ecuaciones no lineales (2.49) se obtiene nuevos valores de las variables algebraicas r en el vector v . Todas las variables de estado

permanecen constantes excepto la variable de estado i en el punto de equilibrio x_o , donde las señales de entrada $p \{u_1, \dots, u_p\}$ en las ecuaciones (2.48) y (2.49) son constantes.

Con los nuevos valores de las variables algebraicas y la variable de estado i , se calcula para todas las variables de estado, las derivadas en función del tiempo con la ecuación (2.48), indicadas como \dot{x}_{i+} y la diferencia entre \dot{x}_{i+} y \dot{x}_o como:

$$\Delta \dot{x}_{i+} = \dot{x}_{i+} - \dot{x}_o = \dot{x}_{i+} \quad (2.65)$$

Al ser todos los elementos de \dot{x}_o iguales a cero, se eliminado \dot{x}_o de la ecuación (2.65) linealizando el sistema en el punto de equilibrio donde las derivadas en función del tiempo son nulas.

Ahora que $\Delta \dot{x}_{i+}$ es conocido, se puede calcular cada elemento de la columna i de la matriz A , indicado como A_i , usando la siguiente ecuación:

$$\Delta \dot{x}_{i+} = A_i h \quad (2.66)$$

Escribiéndola de otra forma obtenemos que:

$$A_i = \frac{1}{h} \Delta \dot{x}_{i+} \quad (2.67)$$

Sustituyendo la ecuación (2.65) en la ecuación (2.67) se tiene:

$$A_i = \frac{1}{h} \dot{x}_{i+} \quad (2.68)$$

El tamaño de la perturbación h afecta a los resultados obtenidos en los elementos de la matriz A y como consecuencia en sus autovalores.

2.4.3 Aproximación de diferencia central, o método CDA

El método CDA es un método numérico. Empezando en una condición valida de equilibrio x_o , se crean dos vectores de estado x_{i+} y x_{i-} . En x_{i+} la i -ésima componente del vector de estado x es perturbado en el punto de equilibrio x_o por añadir una pequeña perturbación h para la variable de estado i , y en x_{i-} la i -ésima componente del vector de estado x es perturbado en el punto de equilibrio x_o por restar la misma pequeña perturbación h para la variable de estado i . La diferencia entre x_{i+} y x_{i-} se indica como [61]:

$$\Delta x_i = \frac{1}{2}(x_{i+} - x_{i-}) \quad (2.69)$$

Todos los elementos son iguales a cero en Δx_i excepto el elemento i . El elemento i es igual a la perturbación de magnitud h . Con los nuevos vectores de estado x_{i+} y x_{i-} , se calcula usando el sistema no lineal de ecuaciones (2.49) los nuevos valores de las variables algebraicas r del vector v . Permaneciendo constantes todas las variables de estado excepto la variable i en el punto de equilibrio x_0 .

El sistema de ecuaciones no lineales (2.49) tiene que ser resuelto el doble de veces utilizando el método CDA en lugar del FDA. Con los nuevos valores de las variables algebraicas r y la variable de estado i , se calcula para todas las n variables de estado las derivadas en función del tiempo con la ecuación (2.48). Las nuevas n derivadas en función del tiempo cuando se perturba la variable de estado se indican cómo \dot{x}_{i+} y \dot{x}_{i-} .

La diferencia entre \dot{x}_{i+} y \dot{x}_0 se indica como:

$$\Delta \dot{x}_{i+} = \dot{x}_{i+} - \dot{x}_0 = \dot{x}_{i+} \quad (2.70)$$

Ya que todos los elementos de \dot{x}_0 son cero, se elimina de la ecuación (2.70) y por lo tanto:

$$\Delta \dot{x}_{i-} = \dot{x}_0 - \dot{x}_{i-} = -\dot{x}_{i-} \quad (2.71)$$

El promedio de los dos vectores $\Delta \dot{x}_{i+}$ y $\Delta \dot{x}_{i-}$ es:

$$\Delta \dot{x}_i = \frac{1}{2}(\Delta \dot{x}_{i+} + \Delta \dot{x}_{i-}) = \frac{1}{2}(\dot{x}_{i+} - \dot{x}_{i-}) \quad (2.72)$$

Cuando $\Delta \dot{x}_i$ es conocido, se puede calcular cada elemento de la columna i -ésima de la matriz A utilizando la siguiente ecuación:

$$\Delta \dot{x}_i = A_i h \quad (2.73)$$

Si se reescribe la ecuación (2.73) como:

$$A_i = \frac{1}{h} \Delta \dot{x}_i \quad (2.74)$$

Y se sustituye la ecuación (2.72) en la (2.74), se obtiene que:

$$A_i = \frac{1}{2h}(\dot{x}_{i+} - \dot{x}_{i-}) \quad (2.75)$$

El tamaño de la perturbación h afecta a los resultados obtenidos en los elementos de la matriz A y como consecuencia en sus autovalores.

2.5 Descomposición modal

Muchas simulaciones producen resultados que incluyen la utilización de diferentes dispositivos como PSS, FACTS, STATCOM, SVC etc. La descomposición modal permite comparar el amortiguamiento antes y después de la acción reparadora del dispositivo, para lo cual descompone la señal en sus modos dominantes de oscilación.

El análisis modal ayuda a la interpretación de resultados dinámicos, especialmente en casos poco amortiguados. En la práctica el tiempo de la simulación utilizado está entre 10 y 30 segundos, de esta manera los modos bien amortiguados desaparecen, y los modos poco amortiguados permanecen y se caracterizan a través de su frecuencia y amortiguamiento.

La principal idea detrás de la descomposición modal es que cualquier respuesta del sistema puede ser dividida en términos exponenciales y sinusoidales amortiguados [62,63]. Por ejemplo, para una señal $\mu(t)$ función del tiempo, la señal satisface la siguiente ecuación diferencial:

$$\sum_{k=1}^{p+1} \xi_k D^{k-1} \mu(t) = 0 \quad \forall t \quad (2.76)$$

Donde D es un operador diferencial y ξ_k son los coeficientes desconocidos.

Una solución a la ecuación (2.76) es la suma de funciones exponenciales.

$$\mu(t) = \sum_{j=1}^{p/2} \alpha_j e^{\beta_j t} \quad (2.77)$$

Donde β_j son constantes normalmente negativas y α_j son las amplitudes. Esta solución es apropiada para respuestas transitorias que se estabilizan en el tiempo.

Otra solución a la ecuación (2.77) podría ser:

$$\mu(t) = \sum_{j=1}^{p/2} \alpha_j \sin(\beta_j t + \phi_j) \quad (2.78)$$

Esta solución es continua y periódica, y es apropiada para sistemas eléctricos que son conducidos por fuerzas oscilatorias continuas.

Una posible solución a la ecuación (2.77) tiene la forma de sinusoides amortiguadas.

$$\mu(t) = \sum_{j=1}^q \alpha_j e^{\beta_j t} \sin(\omega_j t) \quad (2.79)$$

La ecuación (2.86) combina el comportamiento transitorio y periódico.

Cada componente exponencial es asociado con un autovalor real σ_i . Similarmente, cada término sinusoidal es asociado con dos términos de autovalores complejos conjugados, de parte real e imaginaria σ_i y $\pm w_j$, respectivamente.

Dos métodos son los más utilizados para ajustar los coeficientes Prony, y Mínimos Cuadrados que se describen a continuación.

2.5.1 Mínimos cuadrados

En la práctica no se puede observar $\mu(t)$ exactamente, porque siempre existe un error experimental. Lo que se observa es $y_i = \mu(t_i) + \varepsilon_i$, donde ε_i son errores de observación aleatorios. Si los errores son aproximadamente Gaussianos, entonces se estiman los parámetros en la señal senoide/exponencial, minimizando la suma de los errores cuadrados.

$$\sum [y_i - \mu(t_i)]^2 \quad (2.80)$$

Entonces la solución se convierte en un problema no lineal de mínimos cuadrados en la que los parámetros desconocidos son α_j y β_j .

2.5.2 Método Prony

La idea básica de este método, es estimar los términos de los coeficientes de la ecuación diferencial (2.77) y no representar la señal $\mu(t)$ en términos de α_j y β_j . Por tanto, los coeficientes son identificados al calcular los autovectores de la matriz de covariancia. Este método es utilizado para extraer las señales sinusoidales o exponenciales, al resolver un grupo de ecuaciones lineales para coeficientes de la ecuación recurrente que satisfagan estas señales. El método clásico Prony, convierte una serie 2p en un sistema de ecuaciones lineales. Desafortunadamente, el método Prony no funciona bien cuando la señal contiene mucho ruido, por esta razón en este trabajo se utilizará el método de mínimos cuadrados [64].

2.6 Redes neuronales artificiales

La información en una red neuronal biológica se presenta en forma de impulsos eléctricos que varían de acuerdo a los impulsos de entrada de cada neurona. En lo que se llama el cuerpo de la neurona es donde son sumados todos los impulsos que existen en sus dendritas y se genera un nuevo impulso que puede valer cero (no hay reacción) en su axón, el cual les llegará a las dendritas de otras neuronas. Basados en este comportamiento biológico es como surge la idea de emularlo en lo que se llama RNA. La figura 2.21 muestra la estructura de una red biológica [65,66].

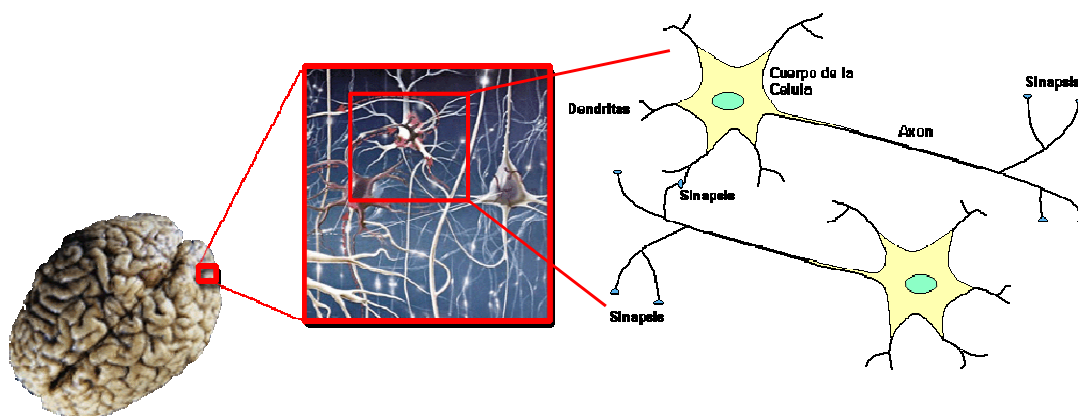


Figura 2.21: Neuronas biológicas.

Una red neuronal artificial se podría definir como: “una red de muchos procesadores o unidades que tienen la posibilidad de almacenar una pequeña cantidad de información conocida como memoria local”. Las unidades son conectadas a través de canales de comunicación o conexiones. Esta información normalmente son datos numéricos codificados de cierto modo, y las unidades operan solamente con datos locales a partir de las entradas que reciben de su conexión. La red neuronal artificial no utiliza neuronas biológicas, pero modela de una manera sencilla el funcionamiento de estas, las mismas que no tendrán el poder de las neuronas que el cerebro humano posee, sin embargo se las puede entrenar para mejorar el desempeño de las mismas [67,68].

La utilización de las redes neuronales artificiales representa un crecimiento de una nueva tecnología debido a la gran variedad de aplicaciones como, sensibilidad remota, control, predicción, reconocimiento de patrones etc. En el área de sistemas eléctricos, la formulación de los problemas que se presentan debe ser expresada de distintas formas dependiendo de su

propia naturaleza y complejidad. Las RNA ofrecen una herramienta atractiva y promisoría para tratar con este nivel de complejidad.

Los modelos de redes neuronales tienen dos características importantes: el número de neuronas y el gran número de conexiones en paralelo desde una capa hacia la siguiente para proveer información desde la entrada hasta la salida. Estos dos factores anteriormente señalados son los que en forma conjunta hacen que una RNA se convierta en un modelo computacional robusto.

Comúnmente las redes neuronales son ajustadas utilizando aprendizaje supervisado. Una muestra de este efecto se lo ve en la figura 2.22, donde la red es ajustada, basándose en la comparación de la salida y el objetivo, hasta que la red logre la meta deseada [69,70].

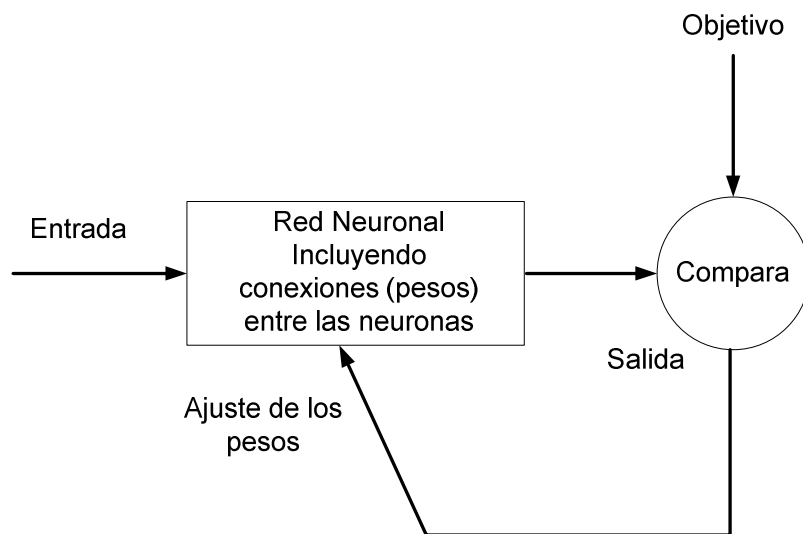


Figura 2.22: Funcionamiento de la red neuronal artificial.

2.6.1 Aproximación de funciones

La aplicación de las redes neuronales artificiales en la aproximación de funciones se ha convertido en una herramienta muy útil para describir o analizar las propiedades de operación de un sistema. El perceptrón multicapa es una buena opción en problemas que plantean la aproximación de casi cualquier función, debido al sustento del teorema universal de aproximación (*Universal Approximation Theorem*), que establece que cualquier función continua puede aproximarse con un perceptrón multicapa con una capa oculta como sigue:

$$f(x_1, \dots, x_p) \approx F(x_1, \dots, x_p) = \sum_{i=1}^M \alpha_i \cdot \varphi \left(\sum_{j=1}^p w_{ij} \cdot x_j - \theta_i \right) \quad (2.81)$$

Donde f es la función que se quiere aproximar, F es la función que aproxima a f , x_1 a x_p son las variables de la función que se quiere aproximar. M es el número de neuronas en la capa oculta, α_i representa el peso entre la conexión de la i -ésima neurona oculta y la neurona de salida, p es el número total de variables de la función a aproximar y que se toma como entradas de la red, w_{ij} es el peso entre la conexión de la i -ésima entrada y la neurona oculta j , y θ_i es el valor de umbral de la neurona i [71].

Una de las aplicaciones de las redes neuronales para aproximar funciones, se la encuentra en sistemas de control, donde el objetivo es encontrar una función de realimentación que obtenga a partir de las mediciones de la salida las entradas de control. De esta forma, se presenta la flexibilidad del perceptrón multicapa para implementar funciones. Considere la red de dos capas 1-2-1 presentada en la figura 2.23. La función de transferencia para la primera capa es log-sigmoid y la función de transferencia para la segunda capa es lineal:

$$f^1(n) = \frac{1}{1 + e^{-n}} \quad \text{y} \quad f^2(n) = n \quad (2.82)$$

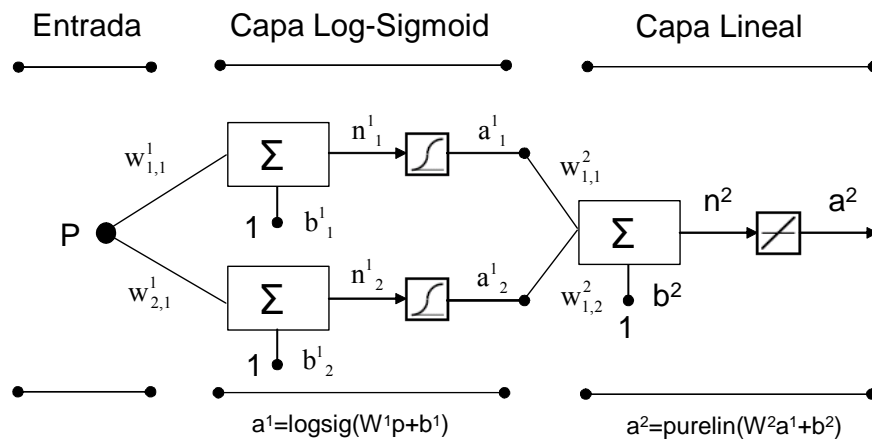


Figura 2.23: Ejemplo de una red para aproximación de funciones

Se ha presentado que redes de dos capas con funciones de transferencia sigmoid en las capas ocultas y función de transferencia lineal en la capa de salida, pueden aproximar prácticamente cualquier función de interés a un nivel de precisión deseado [72].

2.6.2 Perceptrones multicapa

En la figura 2.24 se han conectado tres redes perceptrón en cascada, la salida de la primera red es la entrada de la segunda red, y la salida de la segunda red es la entrada a la tercera red. Cada capa podría tener un diferente número de neuronas, e incluso una función de transferencia diferente.

La matriz de pesos para la primera capa es W^1 y la matriz de pesos para la segunda capa es W^2 . Para identificar la estructura de una red multicapa se utiliza una nomenclatura simplificada, donde el número de entradas es seguido por el número de neuronas en cada capa $R-S^1-S^2-S^3$.

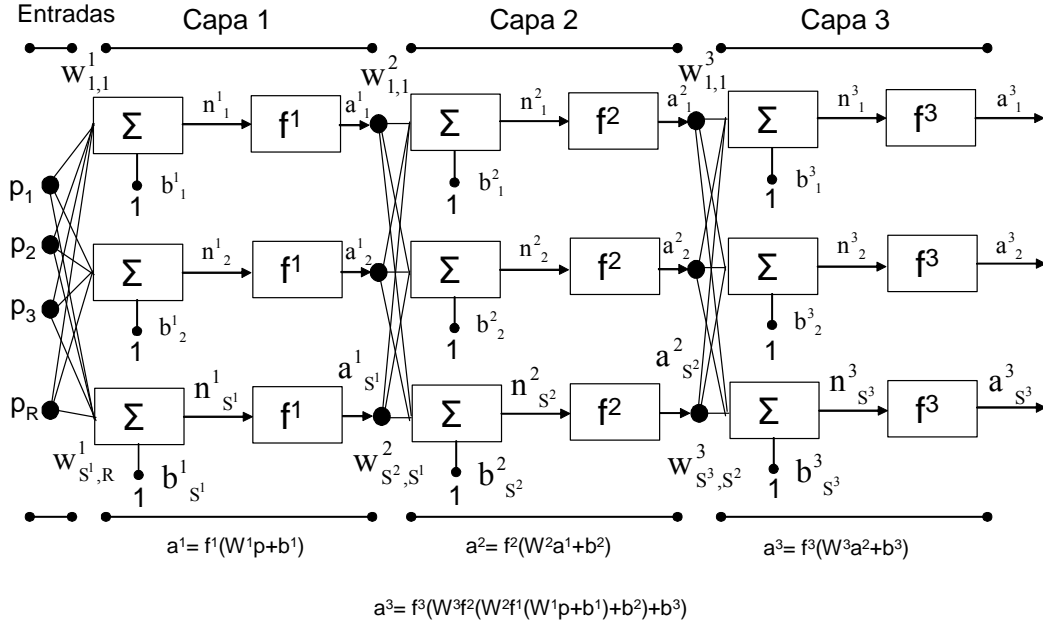


Figura 2.24: Red de tres capas.

El algoritmo de retropropagación es el método que desde un principio se desarrolló con el fin de entrenar redes neuronales multicapa, y se demostró su eficiencia en el entrenamiento de redes para resolver diversos problemas.

2.6.3 Algoritmo de retropropagación

La red de tres capas en notación abreviada es presentada en la figura 2.25, para redes multicapa la salida de una capa se convierte en la entrada de la siguiente capa. Las ecuaciones que describen esta operación son:

$$a^{m+1} = f^{m+1}(W^{m+1}a^m + b^{m+1}) \quad \text{para } m = 0, 1, \dots, M-1 \quad (2.83)$$

Donde M es el número de capas en la red. Las neuronas en la primera capa reciben entradas externas $a^0 = p$.

La cual provee el punto de inicio para la ecuación (2.83). Las salidas de las neuronas en la última capa son consideradas las salidas de la red $a = a^M$.

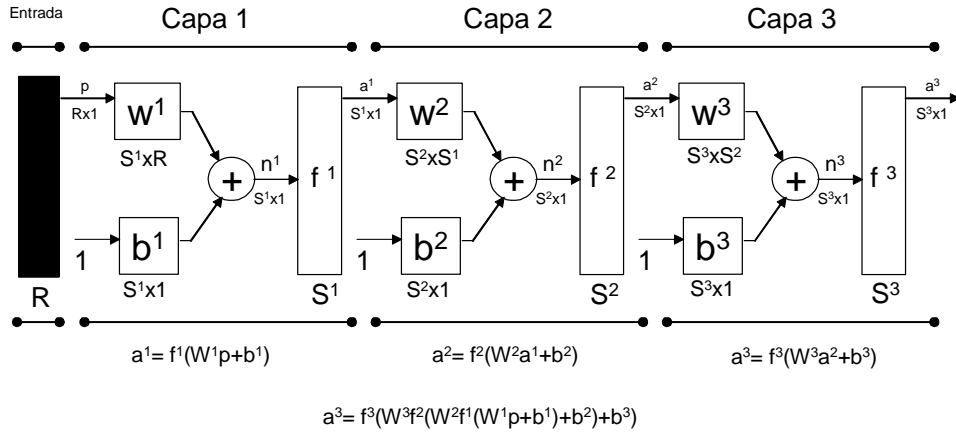


Figura 2.25: Red de tres capas, notación abreviada

Índice de funcionamiento:

El algoritmo de retropropagación para redes multicapa es una generalización del algoritmo LMS (Least Mean Square), los dos algoritmos utilizan el mismo índice de funcionamiento que es el error cuadrático medio. El algoritmo es provisto con un grupo de muestras que presentan el comportamiento apropiado de la red:

$$(p_1, t_1), (p_2, t_2), \dots, (p_q, t_q) \quad (2.84)$$

Donde p_q es una entrada a la red, y t_q es el objetivo o salida correspondiente. Como cada entrada es aplicada a la red, la red de salida es comparada con el objetivo. El algoritmo tiene que ajustarse a los parámetros de la red para minimizar el error cuadrático medio.

$$F(x) = E[e^2] = E[(t - a)^2] \quad (2.85)$$

Donde x es el vector de pesos y bias de la red. Si la red tiene múltiples salidas, se puede generalizar como:

$$F(x) = E[e^T e] = E[(t - a)^T (t - a)] \quad (2.86)$$

Al igual que el algoritmo LMS, el error medio cuadrático es aproximado por:

$$\hat{F}(x) = (t(k) - a(k))^T (t(k) - a(k)) = e^T(k) e(k) \quad (2.87)$$

Donde la expectativa del error cuadrado ha sido reemplazada por el error cuadrado en la interacción k . El algoritmo de máximo descenso para aproximar el error medio cuadrático es

$$w_{i,j}^m(k+1) = w_{i,j}^m(k) - \alpha \frac{\partial \hat{F}}{\partial w_{i,j}^m} \quad (2.88)$$

$$b_i^m(k+1) = b_i^m(k) - \alpha \frac{\partial \hat{F}}{\partial b_i^m} \quad (2.89)$$

Donde α es la tasa de aprendizaje. El desarrollo es parecido al algoritmo LMS, la diferencia es como se calculan las derivadas, con la regla de la cadena:

$$\frac{df(n(w))}{dw} = \frac{df(n)}{dn} \times \frac{dn(w)}{dw} \quad (2.90)$$

Variaciones en la retropropagación: La retropropagación está basada en el algoritmo gradiente descendente. Cuando el algoritmo básico de retropropagación es aplicado a problemas prácticos el entrenamiento podría tomar días o semanas de tiempo computacional, esto ha alentado a una considerable investigación sobre métodos para acelerar la convergencia del algoritmo, dividido en dos categorías: Técnicas Heurísticas, entre estas técnicas tenemos el uso del momentum y tasa de aprendizaje variable [73,74]. Técnicas de optimización, debido a que el entrenamiento de una red neuronal de retroalimentación para minimizar el error cuadrático es simplemente un problema de optimización numérico. Se presentan dos técnicas existentes de optimización numéricas que han sido aplicadas con éxito al entrenamiento de perceptrones multicapa:

El gradiente descendente, que es simplemente una técnica donde los parámetros, tales como pesos y bias, se desplazan en la dirección opuesta al gradiente de error. En cada etapa se producen errores más pequeños hasta que se alcanza un mínimo error, y una aproximación del método de Newton que mejora el rendimiento denominado Levenberg-Marquardt. Esta técnica de optimización es más potente que la del gradiente descendente, pero requiere más memoria. Por esta razón utilizaremos el algoritmo de gradiente descendente para el entrenamiento.

Estas técnicas utilizan el procedimiento de retropropagación, en el cual las derivadas son procesadas desde la última hasta la primera capa de la red. Por esta razón son llamados algoritmos de retropropagación. La diferencia entre algoritmos ocurre en la manera como las derivadas resultantes son utilizados para actualizar los pesos.

Desventajas de la Retropropagación : El algoritmo LMS garantiza su convergencia a una solución que minimiza el error medio cuadrático, ya que para una red lineal de una sola capa es una función cuadrática, por lo que tiene un solo punto estacionario, cuando se aplica a redes multicapa, las características son completamente diferentes, ya que la superficie de

actuación para una red multicapa podría tener varios mínimos locales, y la curvatura puede variar extensamente en diferentes regiones del parámetro.

2.6.4 Técnicas numéricas de optimización

Tres técnicas son las más utilizadas: método descendente con máxima inclinación, es el más simple pero el más lento en converger, El método de Newton, es el más rápido pero requiere el cálculo de la Matriz Hessiana y su inversa. El algoritmo del gradiente conjugado, no requiere el cálculo de las segundas derivadas, y mantiene todavía la propiedad de convergencia cuadrática. Este converge al mínimo de una función cuadrática en un número finito de iteraciones. En esta parte se describe como el algoritmo del gradiente conjugado puede ser usado para entrenar redes multicapa, llamaremos ha este algoritmo como retropropagación del gradiente conjugado [75].

Gradiente Conjugado:

La obtención del algoritmo de máximo descenso se logra de la expansión de la serie de Taylor de primer orden, el método de Newton es basado en la serie de Taylor de segundo orden:

$$F(x_{k+1}) = F(x_k + \Delta x_k) = F(x_k) + g_k^T \Delta x_k + \frac{1}{2} \Delta x_k^T A_k \Delta x_k \quad (2.91)$$

El principio detrás del método de Newton es localizar el punto estacionario de esta aproximación cuadrática de $F(x)$, utilizando $\nabla F(x) = Ax + d$ se obtiene el gradiente de esta función cuadrática con respecto a Δx_k e igualando a cero se tiene:

$$g_k + A_k \Delta x_k = 0 \quad (2.92)$$

Resolviendo para Δx_k produce:

$$\Delta x_k = -A_k^{-1} g_k \quad (2.93)$$

Entonces el método de Newton se define como:

$$x_{k+1} = x_k - A_k^{-1} g_k \quad (2.94)$$

El método de Newton tiene una propiedad llamada terminación cuadrática, lo que significa que minimiza una función cuadrática exactamente en un número finito de iteraciones. Desafortunadamente, requiere el cálculo y almacenamiento de las segundas derivadas. Cuando el numero de parámetros, n , es grande, no es practico calcular todas las segundas derivadas. Nótese que la gradiente tiene n elementos y la Hessiana n^2 elementos. Esto es

especialmente verdad con redes neuronales, donde las aplicaciones prácticas pueden requerir de cientos a miles de pesos. Para aquellos casos se quiere tener métodos que requieran solo las primeras derivadas, pero que tengan todavía terminación cuadrática.

Recordando el desarrollo del algoritmo de máximo descenso, con una búsqueda lineal en cada iteración. La búsqueda de direcciones en iteraciones consecutivas fue ortogonal. Para funciones cuadráticas con contornos elípticos esto produce una trayectoria en zigzag de pasos cortos. Tal vez la búsqueda de direcciones cuadráticas no son una buena elección, pero si hay un grupo de direcciones de búsqueda que garanticen terminaciones cuadráticas, una posibilidad son las direcciones conjugadas [76].

Suponiendo que se requiere localizar el mínimo de la siguiente función cuadrática:

$$F(x) = \frac{1}{2}x^T Ax + d^T x + c \quad (2.95)$$

Un grupo de vectores $\{p_k\}$ es mutuamente conjugado con respecto a una Matriz Hessiana definida positiva si y solo si:

$$p_k^T A p_j = 0 \quad k \neq j \quad (2.96)$$

Como con vectores ortogonales, hay un infinito número de grupos mutuamente conjugados de vectores que abarcan un espacio dimensional n dado. Un grupo de vectores conjugados consiste de los autovectores de A . Sean $\{\lambda_1, \lambda_2, \dots, \lambda_n\}$ y $\{z_1, z_2, \dots, z_n\}$ los autovalores y autovectores de la Matriz Hessiana, para demostrar que los autovectores son conjugados, se reemplaza p_k con z_k en la ecuación (2.96):

$$z_k^T A z_j = \lambda_j z_k^T z_j \quad k \neq j \quad (2.97)$$

Donde la ultima igualdad se mantiene porque los autovectores de una matriz simétrica son mutuamente ortogonales. Por lo tanto, los autovectores son ortogonales y conjugados, pero el problema es la matriz Hessiana, por lo tanto se restablece la condición conjugada sin el uso de la Matriz Hessiana. Recordando que para una función cuadrática [77]:

$$\nabla F(x) = Ax + d \quad (2.98)$$

$$\nabla^2 F(x) = A \quad (2.99)$$

Al combinar aquellas ecuaciones, se tiene que el cambio en gradiente en la iteración $k+1$ es:

$$\Delta g_k = g_{k+1} - g_k = (Ax_{k+1} + d) - (Ax_k + d) = A \Delta x_k \quad (2.100)$$

Tenemos:

$$\Delta x_k = (x_{k+1} - x_k) = \alpha_k p_k \quad (2.101)$$

Y α_k es escogido para minimizar $F(x)$ en la dirección p_k .

Se puede ahora restablecer las condiciones de conjugada:

$$\alpha_k p_k^T A p_j = \Delta x_k^T A p_j = \Delta g_k^T p_j = 0 \quad k \neq j \quad (2.102)$$

Nótese que no se necesita saber la Matriz Hessiana. Se ha restablecido la condición de conjugada en términos de los cambios en el gradiente en sucesivas iteraciones del algoritmo. Las direcciones de búsqueda será conjugar si son ortogonales a los cambios en el gradiente.

Nótese que la primera dirección de búsqueda p_0 , es arbitraria, y p_j puede ser cualquier vector que es ortogonal a Δg_0 . Por lo tanto, hay un infinito número de grupos de vectores conjugados. Es común empezar la búsqueda en la dirección descendente con máxima inclinación:

$$p_0 = -g_0 \quad (2.103)$$

Entonces en cada iteración es necesario construir un vector p_k que es ortogonal a $\{\Delta g_0, \Delta g_1, \dots, \Delta g_{k-1}\}$. Es un procediendo similar a la ortogonalización Gram-Schmit, esto puede ser simplificado a:

$$p_k = -g_k + \beta_k p_{k-1} \quad (2.104)$$

El escalar β_k puede ser escogido por diferentes métodos, el cual produce resultados equivalentes para funciones cuadráticas, los más escogidos son:

$$\beta_k = \frac{\Delta g_{k-1}^T g_k}{\Delta g_{k-1}^T p_{k-1}} \quad \text{Hestenes y Steifel} \quad (2.105)$$

$$\beta_k = \frac{g_k^T g_k}{g_{k-1}^T g_{k-1}} \quad \text{Fletcher y Reeves} \quad (2.106)$$

$$\beta_k = \frac{\Delta g_{k-1}^T g_k}{g_{k-1}^T g_{k-1}} \quad \text{Polak y Ribiere} \quad (2.107)$$

Algoritmo de Levenberg-Marquardt

Este algoritmo es una variación del método de Newton, fue diseñado para minimizar funciones que son la suma de los cuadrados de funciones no lineales, esto es muy útil para entrenar la red, donde el índice de funcionamiento es el error medio cuadrático. El método de Newton para optimizar un índice de funcionamiento $F(x)$ es:

$$x_{k+1} = x_k - A_k^{-1} g_k \quad (2.108)$$

Donde $A_k \equiv \nabla^2 F(x)|_{x=x_k}$ y $g_k \equiv \nabla F(x)|_{x=x_k}$

Asumiendo que $F(x)$ es una suma de cuadrados de funciones:

$$F(x) = \sum_{i=1}^N v_i^2(x) = v^T(x) v(x) \quad (2.109)$$

Entonces el j -esimo elemento del gradiente seria:

$$[\nabla F(x)] = \frac{\partial F(x)}{\partial x_j} = 2 \sum_{i=1}^N v_i(x) \frac{\partial v_i(x)}{\partial x_j} \quad (2.110)$$

Por lo tanto el gradiente puede ser escrito en forma matricial como

$$\nabla F(x) = 2J^T(x) v(x) \quad (2.111)$$

$$\text{Donde } J(x) = \begin{bmatrix} \frac{\partial v_1(x)}{\partial x_1} & \frac{\partial v_1(x)}{\partial x_2} & \dots & \frac{\partial v_1(x)}{\partial x_n} \\ \frac{\partial v_2(x)}{\partial x_1} & \frac{\partial v_2(x)}{\partial x_2} & \dots & \frac{\partial v_2(x)}{\partial x_n} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \frac{\partial v_N(x)}{\partial x_1} & \frac{\partial v_N(x)}{\partial x_2} & \dots & \frac{\partial v_N(x)}{\partial x_n} \end{bmatrix} \quad (2.112)$$

Es la matriz Jacobiana.

Se requiere encontrar la matriz Hessiana, el k,j elemento de la matriz Hessiana seria:

$$[\nabla^2 F(x)]_{k,j} = \frac{\partial^2 F(x)}{\partial x_k \partial x_j} = 2 \sum_{i=1}^N \left\{ \frac{\partial v_i(x)}{\partial x_k} \frac{\partial v_i(x)}{\partial x_j} + v_i(x) \frac{\partial^2 v_i(x)}{\partial x_k \partial x_j} \right\} \quad (2.113)$$

Entonces, la matriz Hessiana puede ser escrita en forma matricial como:

$$\nabla^2 F(x) = 2J^T(x)J(x) + 2S(x) \quad (2.114)$$

Donde:

$$S(x) = \sum_{i=1}^N v_i(x) \nabla^2 v_i(x) \quad (2.115)$$

Si asumimos que $S(x)$ es pequeño, se puede aproximar la matriz Hessiana como:

$$\nabla^2 F(x) \approx 2J^T(x)J(x) \quad (2.116)$$

Si sustituimos la ecuación (2.116) y la ecuación (2.111) en (2.108), se obtiene el método de Gauss-Mewton:

$$x_{k+1} = x_k - [2J^T(x_k)J(x_k)]^{-1} 2J^T(x_k)v(x_k) = x_k - [J^T(x_k)J(x_k)]^{-1} J^T(x_k)v(x_k) \quad (2.117)$$

Se puede observar que la ventaja de método Gauss-Newton sobre el método de Newton es que el primero no requiere el cálculo de segundas derivadas. Un problema de este método es que la matriz $H = J^T J$ podría ser no invertible. Esto se puede resolver por usar la siguiente modificación a la matriz Hessiana aproximada:

$$G = H + \mu I \quad (2.118)$$

Para observar como esta matriz puede hacerse invertible, supongamos que los autovalores y autovectores de H son $\{\lambda_1, \lambda_2, \dots, \lambda_n\}$ y $\{z_1, z_2, \dots, z_n\}$. Entonces:

$$Gz_i = [H + \mu I]z_i = Hz_i + \mu z_i = \lambda_i z_i + \mu z_i = (\lambda_i + \mu) z_i \quad (2.119)$$

Por lo tanto, los autovectores de G son los mismos autovectores de H , y los autovalores de G son $(\lambda_i + \mu)$. G puede hacerse positivo definido por incrementar μ hasta $(\lambda_i + \mu) > 0$ para todo i , y por lo tanto la matriz será invertible.

Esto lleva al algoritmo Levenberg-Marquardt [78]:

$$x_{k+1} = x_k - [J^T(x_k)J(x_k) + \mu_k I]^{-1} J^T(x_k) v(x_k) \quad (2.120)$$

$$\text{o } \Delta x_k = -[J^T(x_k)J(x_k) + \mu_k I]^{-1} J^T(x_k) v(x_k) \quad (2.121)$$

Este algoritmo tiene una muy útil característica que como μ_k es incrementado, se aproxima el algoritmo descendente con máxima inclinación con pequeño tasa de aprendizaje:

$$x_{k+1} \equiv x_k - \frac{1}{\mu_k} J^T(x_k) v(x_k) = x_k - \frac{1}{2\mu_k} \nabla F(x) \text{ para } \mu_k \text{ grandes} \quad (2.122)$$

Si μ_k decrece a cero, el algoritmo llega a ser de Gauss-Newton

3 Modelo de parque eólico

Este capítulo describe el modelo del aerogenerador de velocidad variable empleado en los siguientes capítulos. Se trata de un modelo dinámico apto para simulaciones de transitorios electromecánicos, capaz de representar las dos tecnologías más empleadas actualmente en turbinas eólicas [79,80,81]:

- Aerogeneradores asíncronos de doble alimentación. En este tipo de aerogeneradores el estator se conecta directamente en la red, y la operación a velocidad variable se realiza mediante un convertidor bidireccional en fuente de tensión que alimenta los devanados del rotor.
- Aerogeneradores síncronos de accionamiento directo. Este tipo de aerogeneradores son acoplados a la red a través de un diodo rectificador y un convertidor en fuente de tensión, o a través de un convertidor bidireccional en fuente de tensión [82].

El modelo utilizado ha sido seleccionado por cumplir con los siguientes objetivos:

- Representa a la máquina con un nivel de detalle similar a los modelos de los otros componentes del sistema. Por esta razón, sólo los subsistemas que determinan el comportamiento en el rango de frecuencias de interés son tomados en cuenta en este modelo.
- No requiere pasos de tiempo de simulación más pequeños que los de los generadores convencionales.
- Considera solamente los componentes armónicos fundamentales de la tensión y la corriente, ya que los transitorios electromagnéticos en la red y los armónicos no son tomados en cuenta en simulaciones de transitorios electromecánicos [83].

En comparación con otros modelos más detallados orientados a estudios de generadores individuales, este modelo permite una reducción significativa de tiempo computacional porque el número de ecuaciones diferenciales es reducido substancialmente, y porque pasos de tiempo más grandes pueden ser utilizados al omitir constantes de tiempo pequeñas [84].

3.1 Esquema general del modelo

El diagrama de bloques de los subsistemas interconectados entre sí se presenta en la figura 3.1.

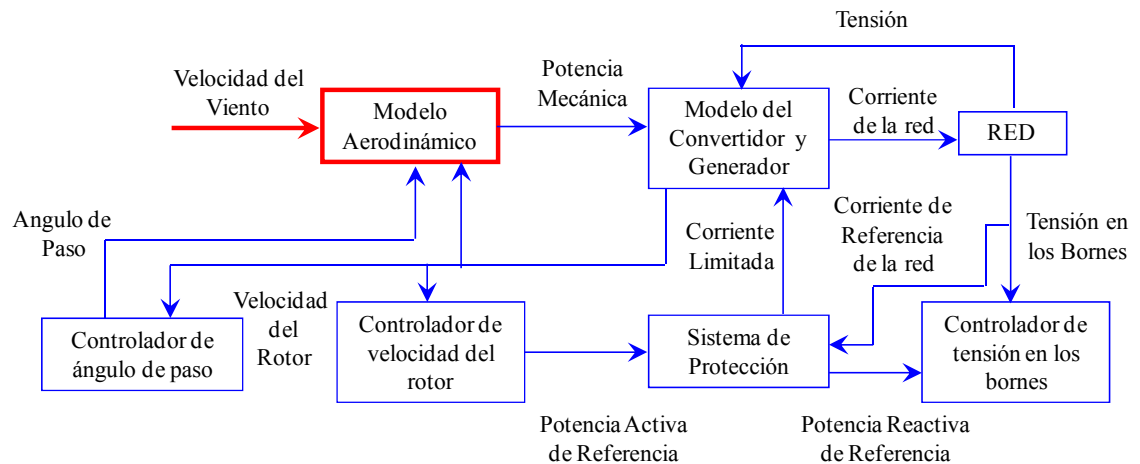


Figura 3.1: Subsistemas del aerogenerador de velocidad variable.

Los subsistemas del aerogenerador de velocidad variable modelados son los siguientes [85]:

- Modelo aerodinámico: representa la conversión de la energía cinética contenida en el viento en energía mecánica aplicada al generador.
- Modelo del generador y del convertidor: representa la ecuación de oscilación del rotor, que relaciona la aceleración mecánica con las potencias mecánica y eléctrica.
- Modelo del controlador de velocidad del rotor: contiene el control de velocidad a través de la característica de control potencia/velocidad del aerogenerador.
- Modelo del controlador del ángulo de paso de pala: contiene el control del ángulo de paso de las palas a velocidades del viento superiores a la velocidad nominal, con el fin de limitar la velocidad de las palas.
- Modelo del controlador de tensión: representa, según el caso, el sistema de control de tensión o de factor de potencia del aerogenerador.
- Modelo del sistema de protección: limita la corriente del convertidor, y desconecta el aerogenerador cuando la tensión en los bornes o la desviación de frecuencia en la red supera un valor especificado durante un tiempo dado. Este modelo ha sido diseñado para cumplir con el Procedimiento de Operación 12.3 “Requisitos de respuesta frente a huecos de tensión de las instalaciones eólicas”.

El modelo del aerogenerador descrito anteriormente ha sido integrado en el programa PSS/E de Siemens mediante la programación de una subrutina en Fortran para crear un modelo de usuario. Las siguientes secciones describen cada uno de los subsistemas con mayor detalle.

3.2 Modelo aerodinámico

La extracción de la energía del viento a través de las palas del aerogenerador y su conversión en potencia mecánica es un sistema aerodinámico complejo, pero cuando el comportamiento eléctrico del sistema es el principal punto de interés es suficiente modelar el rotor de la turbina eólica a través del modelo de disco actuador mediante la siguiente ecuación [86]:

$$P_{\omega i} = \frac{1}{2} \rho A_r c_p(\vartheta, \theta) v_{\omega}^3 \quad (3.1)$$

Donde $P_{\omega i}$ es la potencia extraída del viento [W], ρ es la densidad del aire [kg/m^3], C_p es el coeficiente de potencia, ϑ es la relación entre la velocidad de punta de la pala v_t [m/s], y la velocidad del viento a la altura del eje del rotor v_{ω} [m/s], θ es el ángulo de paso de las palas del rotor [$^\circ$], y A_r es el área de barrido del rotor [m^2]. La ecuación 3.1 representa el modelo de disco actuador.

Algunos autores desarrollan aproximaciones numéricas para calcular C_p para valores dados de ϑ y θ . Aquí se utiliza la siguiente aproximación [79]:

$$C_p(\vartheta, \theta) = 0.73 \left(\frac{151}{\vartheta_i} - 0.58\theta - 0.002\theta^{2.14} - 13.2 \right) e^{-\frac{18.4}{\vartheta_i}} \quad (3.2)$$

Con [79]:

$$\vartheta_i = \frac{1}{\frac{1}{\vartheta - 0.02\theta} - \frac{0.003}{\theta^3 + 1}} \quad (3.3)$$

Las ecuaciones (3.2) y (3.3) han sido empleadas independientemente del modelo comercial de cada aerogenerador, puesto que para los estudios realizados no se considera necesario desarrollar diferentes aproximaciones de $C_p(\vartheta, \theta)$ según cada modelo particular. Las diferencias entre las curvas de los diferentes tipos de aerogenerador son relativamente

pequeñas y pueden ser despreciadas para el objeto de nuestro estudio, aunque sean importantes para otros estudios como el cálculo de producción de energía.

3.3 Modelo del generador y convertidor

La combinación del generador y convertidor es la principal diferencia entre los dos tipos de aerogenerador de velocidad variable más comunes. En un caso, el desacoplamiento entre la frecuencia de la red y la frecuencia mecánica del rotor se realiza mediante un generador de inducción de doble alimentación con un convertidor bidireccional acoplado entre el rotor y la red. En otro caso, se usa un generador síncrono con un convertidor bidireccional entre el estator y la red, o una combinación de un puente de diodos rectificador acoplado a los devanados del estator y un convertidor en fuente de tensión acoplado a la red. En este último caso, el generador síncrono puede ser excitado usando un rotor devanado o pueden emplearse imanes permanentes [87].

Aunque la manera en la cual se ejecuta la velocidad variable es diferente entre estas tecnologías, las diferencias en el comportamiento con respecto a la interacción con la red son pequeñas. La razón es que los convertidores de potencia, controlados habitualmente mediante modulación vectorial, actúan muy rápidamente en comparación con la escala temporal de interés en estudios dinámicos.

En general estos convertidores permiten alcanzar un nuevo valor de referencia de corriente en unos 10 ms, tiempo que coincide aproximadamente con un paso de integración en simulaciones dinámicas de transitorios electromecánicos. Esta circunstancia permite modelar los convertidores de potencia como una fuente de corriente controlada y despreciar los lazos de control de corriente tanto del generador de inducción con doble alimentación como del generador síncrono de accionamiento directo.

Como resultado de esta simplificación, es posible asumir que los valores de referencia del par electromagnético pueden ser alcanzados instantáneamente inyectando las corrientes apropiadas del rotor o estator. Por lo tanto no es necesario describir las ecuaciones detalladas que representan los transitorios electromagnéticos y los sistemas de control de cada tipo de generador, y es posible modelar cada aerogenerador de velocidad variable como una fuente de potencia activa y reactiva.

La única ecuación diferencial resultante asociada con el generador y el convertidor que permanece después de esta simplificación es la ecuación de movimiento:

$$\frac{d\omega_m}{dt} = \frac{1}{J} (T_m - T_e) \quad (3.4)$$

Donde ω es la frecuencia [pu]; T es el par [pu]; y J es la inercia de la masa rotativa [pu]. Los índices m y e son mecánico y electromagnético respectivamente.

3.4 Modelo del controlador de velocidad del rotor

El controlador de velocidad del modelo del aerogenerador aplica una curva fija potencia/velocidad del rotor, obteniendo así la potencia activa de referencia. Puede demostrarse que, por debajo de la velocidad del viento nominal, una curva cúbica permite extraer el máximo de potencia del viento. Por encima de la velocidad nominal la potencia eléctrica producida es máxima para evitar una velocidad excesiva de las palas.

En la figura 3.2 la línea sólida representa la característica potencia/velocidad óptima programada [88]. A velocidades de viento bajas, la velocidad del rotor se mantiene a su mínimo por el ajuste del par generador, a velocidades de viento medias, la velocidad del rotor varía proporcionalmente a la velocidad del viento con la raíz cúbica de la potencia. Cuando la velocidad del rotor alcanza su máximo valor, el par del generador es mantenido a su máximo.

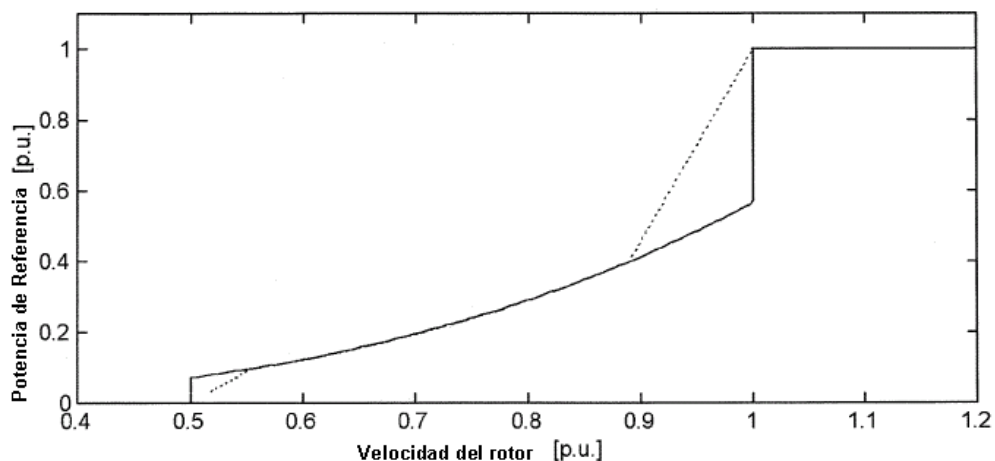


Figura 3.2: Característica potencia versus velocidad del rotor óptima (línea sólida) e implementada (línea punteada) para aerogeneradores de velocidad variable

Para evitar variaciones grandes de potencia de salida cuando la velocidad de giro se encuentre cerca del mínimo o el máximo de la curva, ha sido empleada la curva punteada. De esta forma, la transición entre los distintos modos de operación es más suave.

3.5 Modelo del controlador del ángulo de paso de pala

El controlador del ángulo de paso se activa solamente para velocidades de viento grandes. En estas circunstancias, la velocidad del rotor ya no puede ser controlada incrementando la potencia generada, ya que esto llevaría a sobrecargar el generador y/o el convertidor. Para prevenir daños mecánicos ocasionados si la velocidad del rotor es muy grande, el ángulo de paso de pala crece para reducir C_p .

El ángulo de paso varía lentamente debido al tamaño de las palas de los aerogeneradores modernos. La máxima velocidad de cambio del ángulo de paso está en el orden de 3 a 10 [°/s], dependiendo del tamaño del aerogenerador [89].

La figura 3.3 muestra el controlador del ángulo de pala utilizado [90].

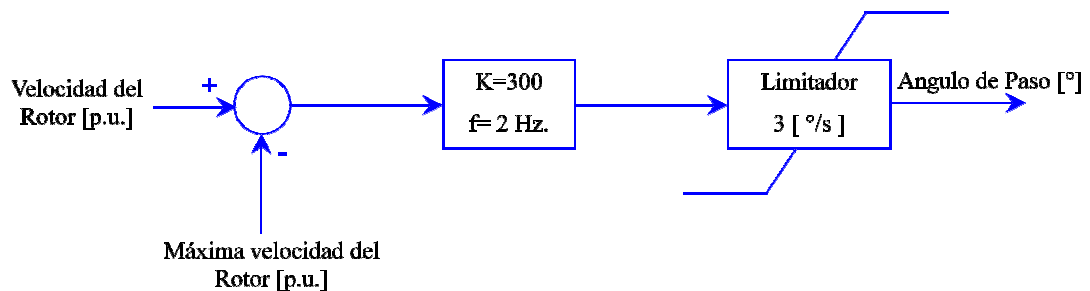


Figura 3.3: Modelo del controlador del ángulo de paso de pala.

Usando este tipo de controlador, la velocidad del rotor puede exceder su valor nominal hasta en un 20% aproximadamente, dependiendo de la ganancia K . Los aerogeneradores de velocidad variable están contruidos habitualmente de manera que pueden exceder moderadamente la velocidad nominal del rotor.

3.6 Modelo del controlador de tensión

El controlador de tensión se basa en la relación entre tensión en los terminales y potencia reactiva generada.

En los generadores asíncronos doblemente alimentados el control de reactiva se ejecuta cambiando el componente directo de la corriente del rotor, y en los generadores síncronos cambiando el componente reactivo de la corriente del convertidor en el lado de la red. Entre los distintos sistemas de control de tensión posibles, el utilizado en este trabajo es el descrito en la figura 3.4. Si bien está diseñado para controlar la tensión en el nudo de conexión, es posible operar el aerogenerador a factor de potencia unitario fijando K_v igual a cero [91].

Una vez obtenida la referencia de potencia reactiva, el lazo de control de corriente alcanza el valor especificado muy rápidamente. La misma discusión realizada anteriormente sobre la velocidad del control de par electromagnético es aplicable aquí.

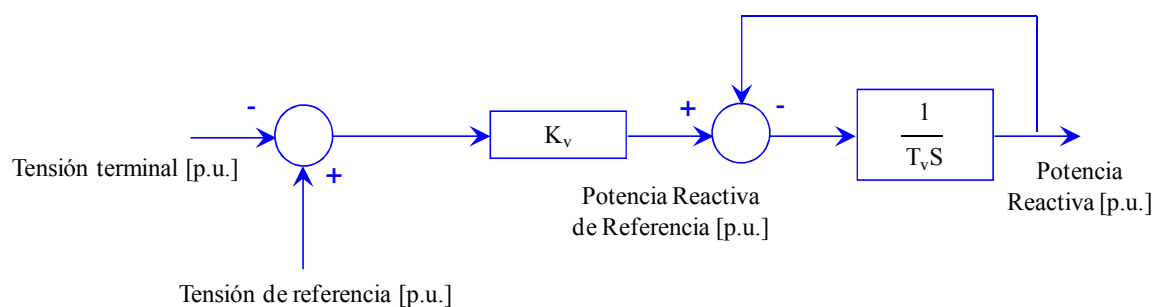


Figura 3.4: Modelo del controlador de tensión.

3.7 Modelo del sistema de protección

La protección del sistema consta de dos partes:

- Un limitador de corriente.
- Una protección que desconecta el aerogenerador cuando la tensión terminal se desvía más de un valor establecido de su valor nominal durante un intervalo de tiempo establecido.

El convertidor de corriente tiene que ser limitado para proteger los interruptores semiconductores electrónicos en el convertidor. Esta limitación puede discriminar entre corriente activa y reactiva con el fin de adaptarse a las diferentes normativas de conexión.

El sistema de protección desconecta al aerogenerador si la tensión sobrepasa un umbral máximo. Respecto a la operación ante huecos de tensión, si bien los aerogeneradores de velocidad variable pueden operar a tensiones significativamente bajas, es frecuente que

disponga de mecanismos de desconexión retardados por mínima tensión adaptado a la normativa de conexión a red vigente.

En este trabajo la limitación de corriente y la protección de tensión han sido modeladas de forma que cumplan con el Procedimiento de Operación 12.3 “Requisitos de respuesta frente a huecos de tensión de las instalaciones eólicas”.

4 Estabilidad de pequeña señal de un sistema eléctrico con parques eólicos

Este capítulo aborda el análisis de estabilidad de pequeña señal de sistemas eléctricos con generación eólica a través de dos estudios. El primero consiste en la aplicación de una metodología utilizada en análisis modal para sistemas con generación convencional, mediante la variación sistemática de ciertos parámetros del sistema. A través de la aplicación de pequeños cambios sucesivos a dichos parámetros, se trata de modificar el punto de operación para desplazar hacia la izquierda en el plano complejo a los autovalores con parte real positiva o casi nula. Los parámetros sobre los que se actúa en este capítulo son el redespacho de carga, incluido la disminución de la producción en los parques eólicos y la tensión en los nudos.

El segundo estudio consiste en la predicción del comportamiento de los autovalores al variar determinados parámetros del sistema mediante la aplicación de una red neuronal artificial (RNA) sobre el caso de estudio. De esta manera, la RNA permite al operador variar el parámetro de control más conveniente para desplazar los autovalores hacia posiciones amortiguadas.

Ambos estudios han sido aplicados a un sistema de 39 nudos basado en la red de New England. La red original, que contiene 10 generadores síncronos convencionales, ha sido modificada para incluir un 12% de generación eólica.

4.1 Descripción del caso de estudio

El caso analizado es un sistema basado en la red de New England utilizada en varios trabajos sobre análisis de pequeña señal [92,93], al que se han añadido tres parques eólicos de velocidad variable. El sistema, representado en la figura 4.1, contiene 39 nudos y 10 generadores síncronos [Apéndice I].

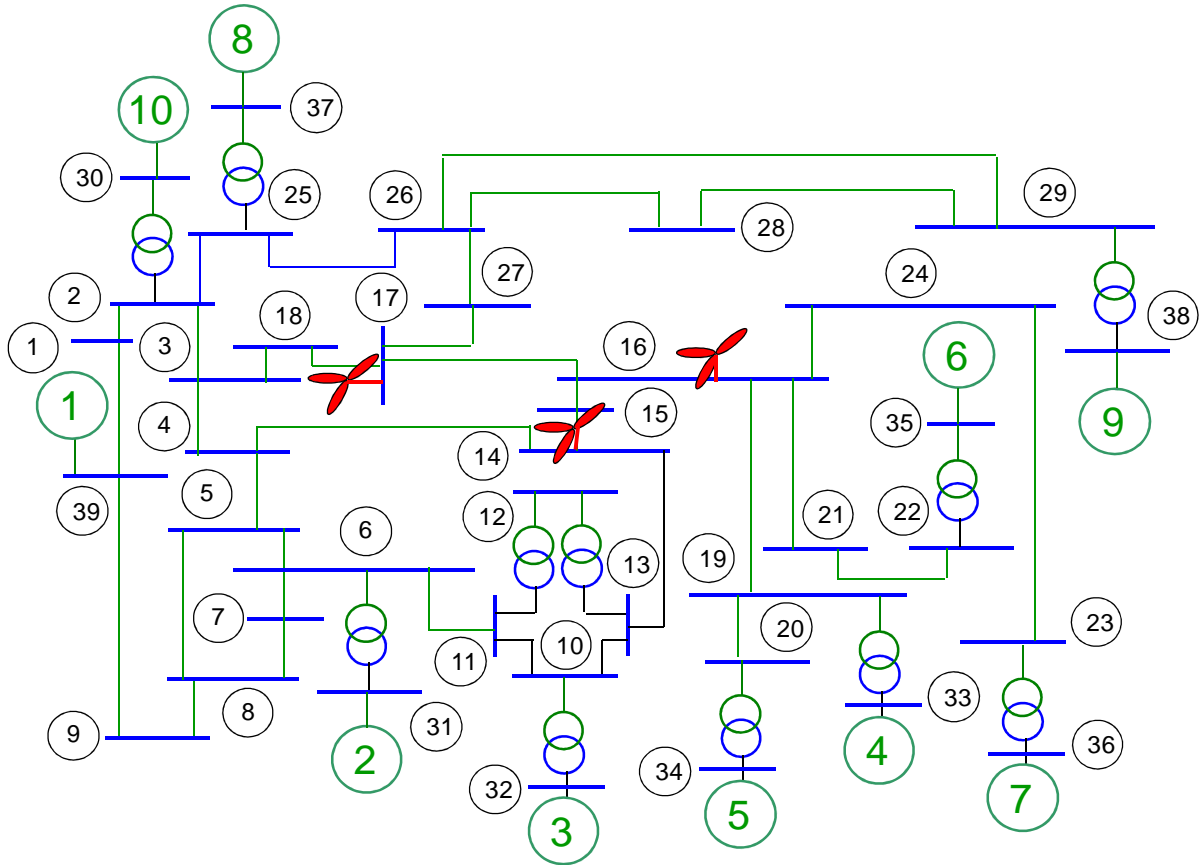


Figura 4.1: Sistema de 39 nudos, 10 generadores modificado.

La potencia nominal de cada parque eólico conectado en los nudos 14, 16 y 17 es 250 MW, por lo que funcionando a plena carga proporcionarían un 12% de la carga del sistema. Cada parque eólico ha sido representado mediante el modelo de turbina de velocidad variable descrito en el capítulo 3. Este modelo representa el par mecánico aplicado por la turbina mediante el modelo aerodinámico de disco actuador, en el que las variables de entrada son la velocidad del viento, la velocidad del rotor y el ángulo de pala, y la variable de salida es la potencia mecánica. El modelo representa también los lazos de control del ángulo de pala, y de velocidad del rotor. La conexión eléctrica entre el parque y la red de transporte ha sido establecida de manera que la potencia nominal del parque es un 20% de la potencia de cortocircuito en el nudo de conexión [94].

Los generadores síncronos del sistema han sido modelados empleando el modelo subtransitorio de generador síncrono de rotor cilíndrico en ejes d-q, más los modelos de sistema de excitación ESDC1A y de regulador de velocidad TGOV1 de la librería del PSS/E [Apéndice II].

Las cargas han sido consideradas cargas estáticas compuestas del siguiente modo: para el consumo de potencia activa un 60% de admitancia constante y un 40% de corriente

constante; para el consumo de potencia reactiva un 50% de admitancia constante y un 50% de corriente constante [Apéndice II].

La herramienta utilizada para modelar el sistema ha sido el PSS/E. En total, el sistema contiene 107 variables de estado. El cálculo de los autovalores ha sido realizado con el paquete computacional PSS/E.

4.2 Efecto de los parques eólicos

Con el fin de observar el efecto de los parques eólicos de velocidad variable sobre la estabilidad de pequeña señal, se han comparado las posiciones de los autovalores en tres sistemas diferentes:

1. El sistema original de New England.
2. El sistema de New England modificado mediante la introducción de los parques eólicos en los nudos 14, 16 y 17. La producción de los demás generadores ha sido reducida proporcionalmente para acomodar la nueva generación eólica.
3. El sistema de New England modificado introduciendo, en lugar de los tres parques eólicos, tres generadores síncronos con la misma potencia nominal y parámetros típicos.

Las figuras 4.2 y 4.3 presentan los autovalores obtenidos en los tres casos. La figura 4.2 presenta todos los autovalores, mientras la figura 4.3 representa únicamente los más cercanos al eje de ordenadas, que son los más interesantes desde el punto de vista de la estabilidad.

Se puede observar que la introducción de los parques modifica ligeramente la posición de los autovalores debido a la propia tecnología de los parques eólicos, distinta de la de los generadores convencionales. La variación de los autovalores es reducida, siendo más significativo un desplazamiento de los autovalores más cercanos al origen de coordenadas hacia una posición menos amortiguada.

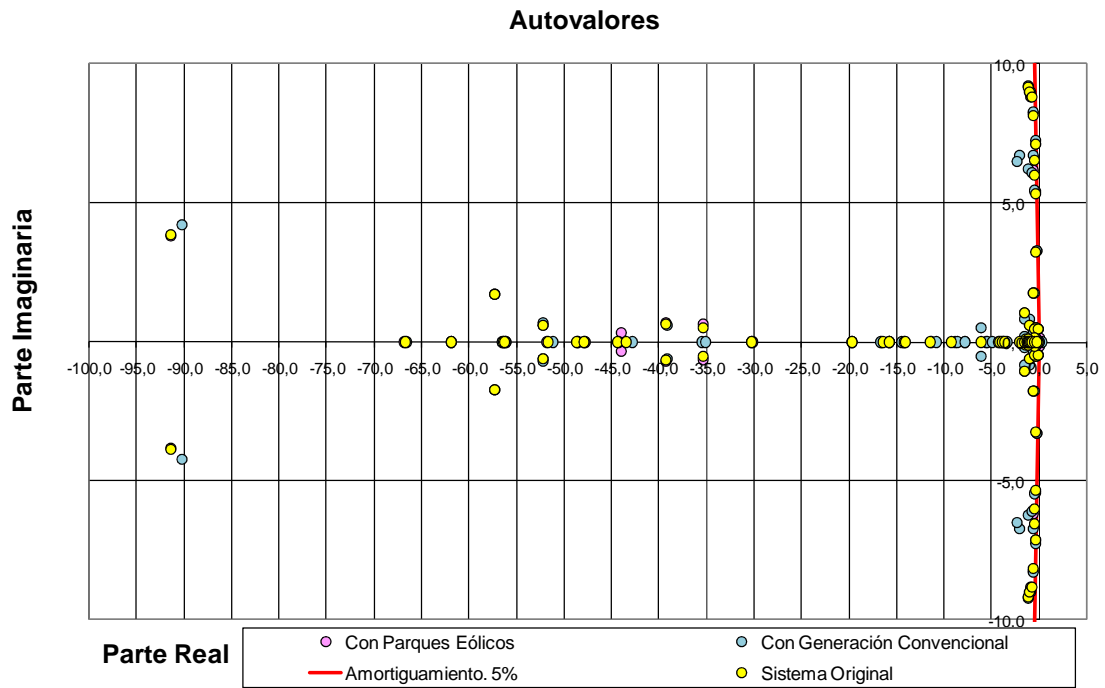


Figura 4.2: Autovalores del sistema New England modificado.

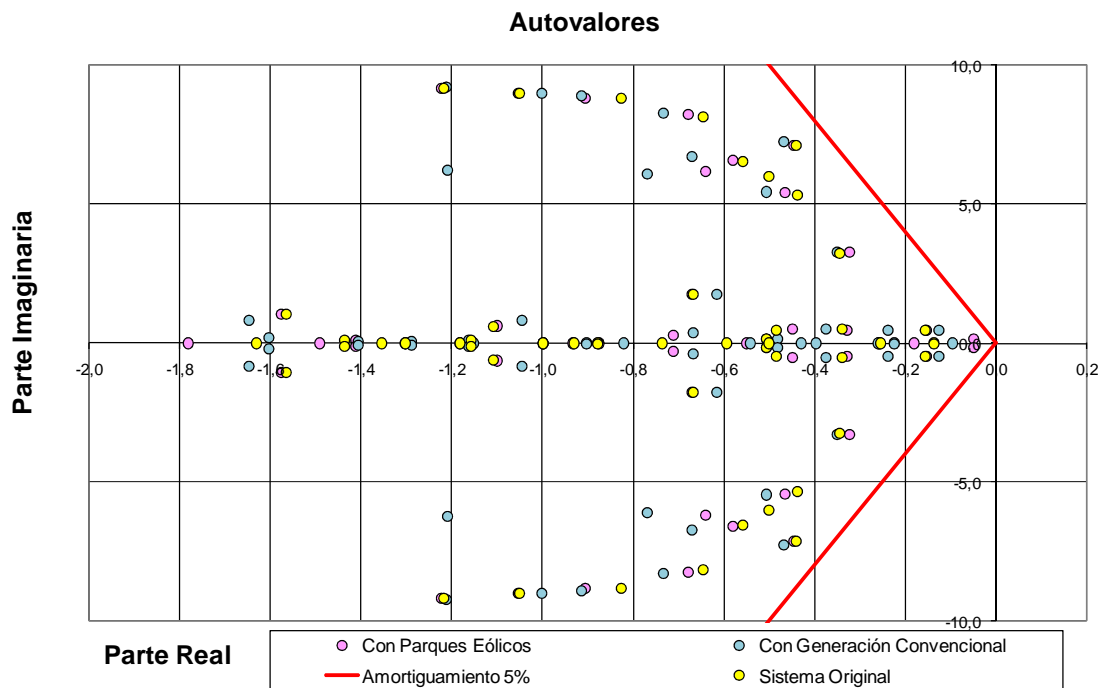


Figura 4.3: Autovalores cercanos al eje imaginario, New England modificado.

4.3 Estabilización de autovalores actuando sobre parámetros del sistema

En esta sección se aplica sobre el sistema con generación eólica una técnica bien conocida en el caso de sistemas con generación convencional, que consiste en ajustar determinados parámetros de operación con el fin de desplazar los autovalores inestables o poco

amortiguados hacia la izquierda en el plano complejo. Para ello, previamente se modifica el sistema original con el fin de producir una situación inestable sobre la que trabajar [95].

4.3.1 Creación de un caso inestable

Con el fin de producir una condición inestable se ha incrementado progresivamente la carga del sistema, ajustando la generación tanto de los generadores como de los parques eólicos. Las tablas 4.1 y 4.2 presentan los datos de carga y generación para las cuatro condiciones del sistema: mínima, media, máxima e inestable.

Nudo Carga	Con Min (MW)	Con Med (MW)	Con Max (MW)	Con Inest (MW)
3	80	172	286	322
4	75	161	269	600
7	90	194	322	351
8	160	344	573	783
12	30	65	107	113
15	100	215	358	480
16	135	290	483	494
18	40	86	143	158
19	35	75	125	150
20	170	366	609	620
21	110	237	394	411
23	65	140	233	248
24	125	269	448	463
25	55	118	197	224
26	30	65	107	139
27	70	151	251	281
28	45	97	161	206
29	75	161	269	284
31	60	129	215	209
39	340	731	1217	1518

Tabla 4.1: Condiciones de carga para el sistema New England.

Nudo Gen	Con Min (MW)	Con Med (MW)	Con Max (MW)	Con Inest (MW)
14 - WP	50	100	180	250
16 - WP	50	100	180	250
17 - WP	50	100	180	250
30-G10	300	645	1074	1141
31-G2	130	280	465	527
32-G3	165	355	591	722
33-G4	150	323	537	702
34-G5	110	237	394	564
35-G6	175	376	627	722
36-G7	180	387	644	822
37-G8	150	323	537	599
38-G9	230	495	823	1121
39 Oscil-G1	150	345	534	384

Tabla 4.2: Generación del sistema de New England.

La figura 4.4 presenta los autovalores calculados para cada condición de carga. Se puede observar que en el caso inestable el autovalor $\lambda = 0.3687 + j2.2225$ está situado a la derecha del eje de ordenadas. Este autovalor corresponde a un modo oscilatorio inestable con una frecuencia de 0.3537 Hz., típica de una oscilación entre áreas.

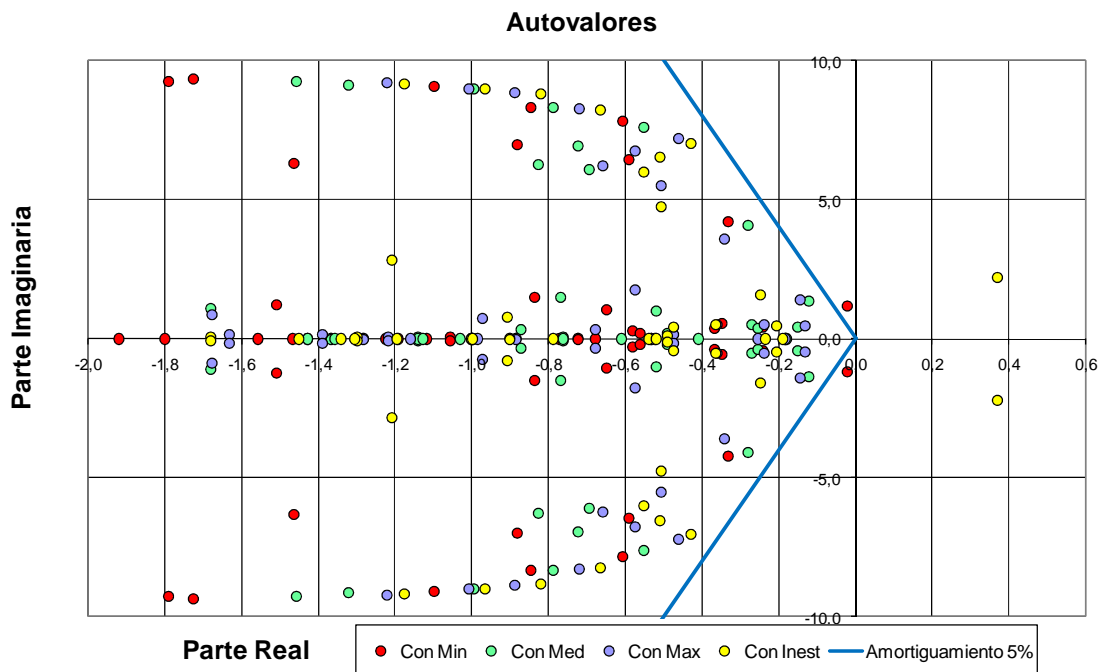


Figura 4.4: Autovalores cercanos al eje imaginario para cuatro condiciones de carga, New England,

En la figura 4.5 se pueden observar los factores de participación de las variables de estado velocidad y ángulo de todos los generadores para el modo de oscilación inestable. El mayor factor de participación corresponde al generador 9, seguido de los generadores 10, 5, 7, 6, 4, 8, 3 y 2.

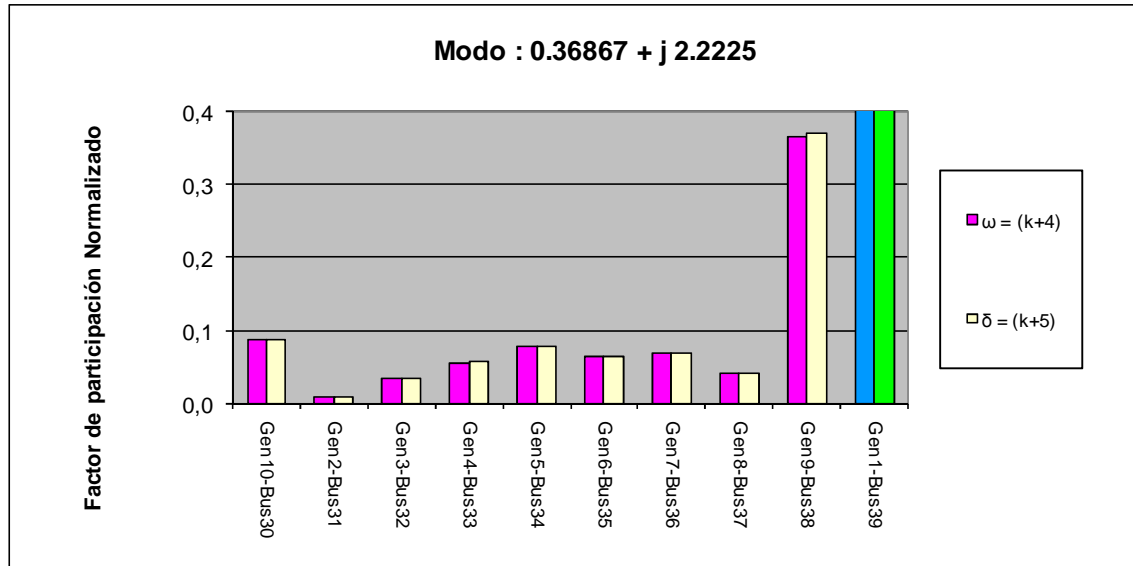


Figura 4.5: Factores de participación para el autovalor inestable.

Para aplicar análisis modal a un sistema eléctrico, es conveniente establecer los límites admisibles de amortiguamiento de los modos de oscilación para poder interpretar los resultados. Es importante que todos los modos de oscilación del sistema sean amortiguados para asegurar la estabilidad del sistema. Algunos autores requieren que la parte real de los autovalores sea más negativa que -0.07 [96]. Otra regla habitual es requerir un amortiguamiento de 0.05 para un sistema no interconectado, lo cual da un pequeño margen de seguridad. En ocasiones, un amortiguamiento de 0.10 ó 0.15 es requerido en grandes sistemas interconectados [97,98]. La figura 4.6 muestra gráficamente estos requerimientos de amortiguamiento. En este trabajo se considera suficiente un amortiguamiento de 0.05 .

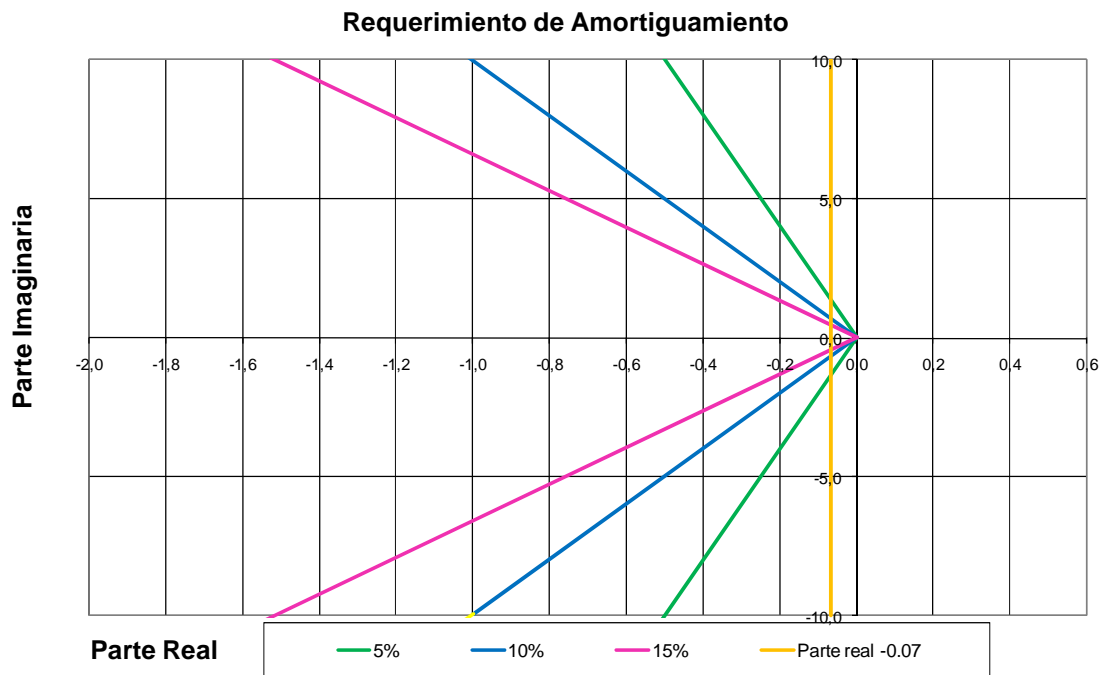


Figura 4.6: Requerimiento de amortiguamiento.

Las siguientes secciones analizan el efecto sobre la estabilidad del sistema del despacho de generación y de la tensión en los nudos de generación.

4.3.2 Actuación sobre el despacho de carga

Es de prever que la actuación sobre los generadores síncronos con un factor de participación más alto provoque un desplazamiento mayor de los autovalores en el plano complejo. Si bien este efecto ha sido comprobado analizando la variación de producción de los 9 generadores del sistema, en esta sección se presentan únicamente los resultados obtenidos al variar la producción de tres generadores con un factor de participación reducido, medio y elevado respectivamente [99].

Generador con factor de participación reducido

El generador 2 en el nudo 31, tiene un factor de participación 0.00987, que es el más bajo entre todos los generadores. Las figuras 4.7 y 4.8 presentan el efecto producido en los autovalores al disminuir la producción de este generador. En este caso, se disminuye la generación desde 507 hasta 57 en pasos de 50, 100, 200 y 100 MW respectivamente. La potencia reducida se compensa mediante un incremento de la potencia importada desde el área vecina.

En el paso final, un autovalor $\lambda = 0.2223 + j2.3235$ aún está localizado al lado derecho del eje imaginario. Este modo inestable corresponde a una inestabilidad oscilatoria de 0.3698 Hz. En este caso, a pesar de reducir la generación en el nudo 31 en un 88.76% no ha sido posible estabilizar el sistema.

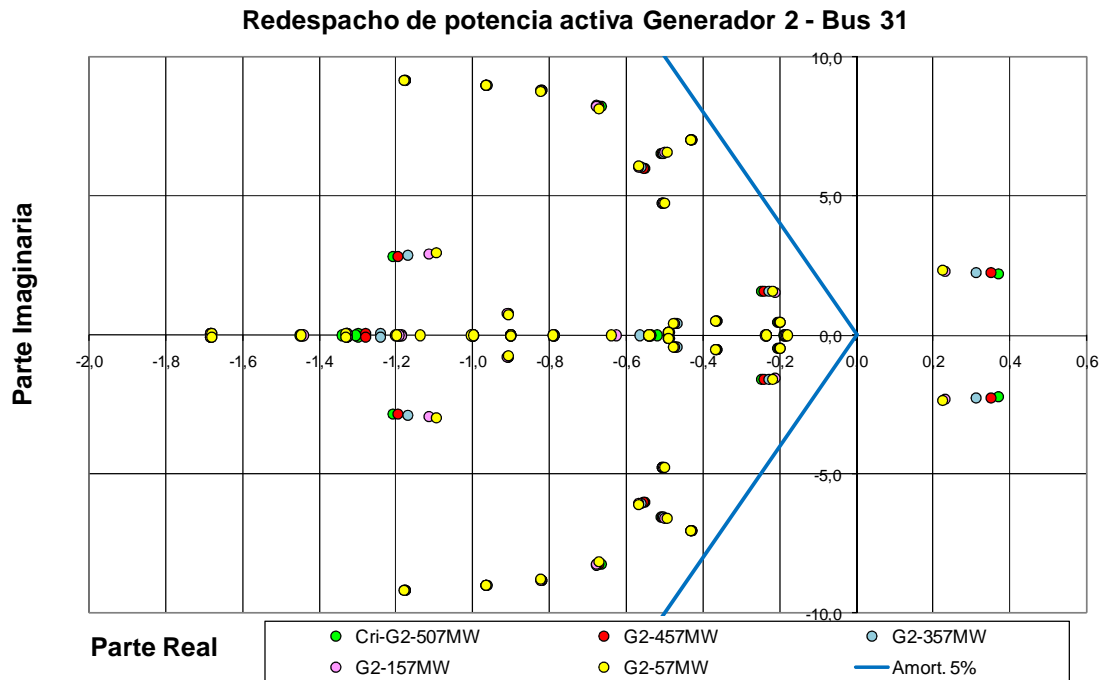


Figura 4.7: Efecto en los autovalores del redespacho de potencia activa, generador 2.

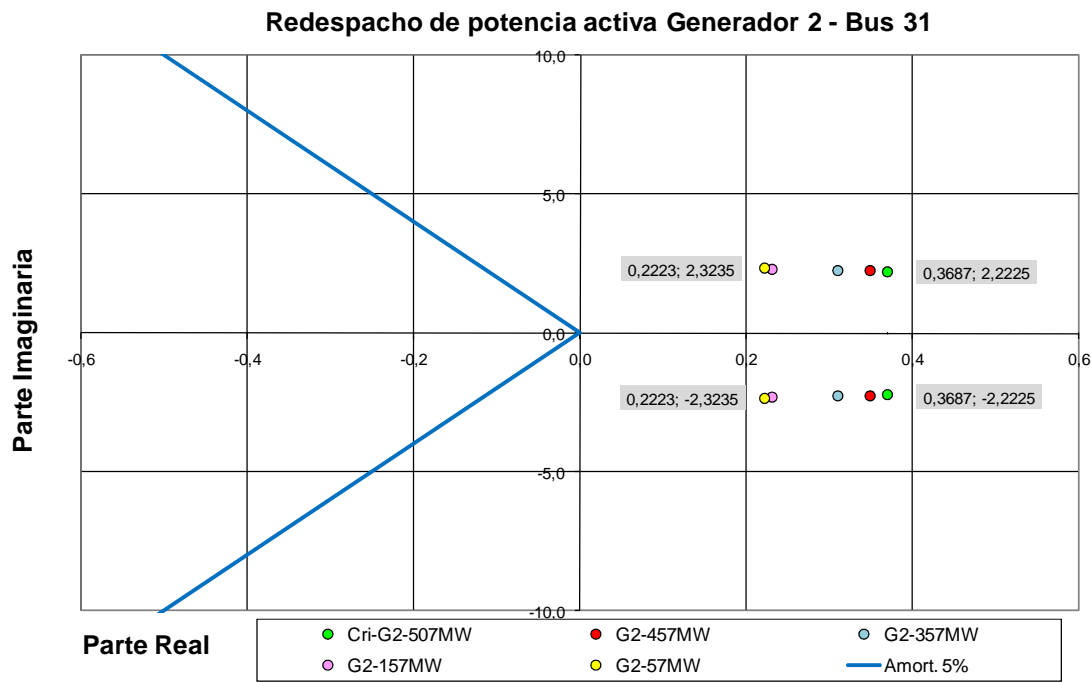


Figura 4.8: Redespacho de potencia activa, generador 2, movimiento del autovalor inestable.

Generador con factor de participación medio

Las figuras 4.9 y 4.10 presentan el efecto producido en los autovalores al disminuir la producción en el generador 10, cuyo factor de participación es 0.0878. En este caso ha sido posible estabilizar el sistema desplazando el autovalor inestable hasta el semiplano negativo, pero para ello ha sido necesario reducir la producción del generador 10 en un 65,73%.

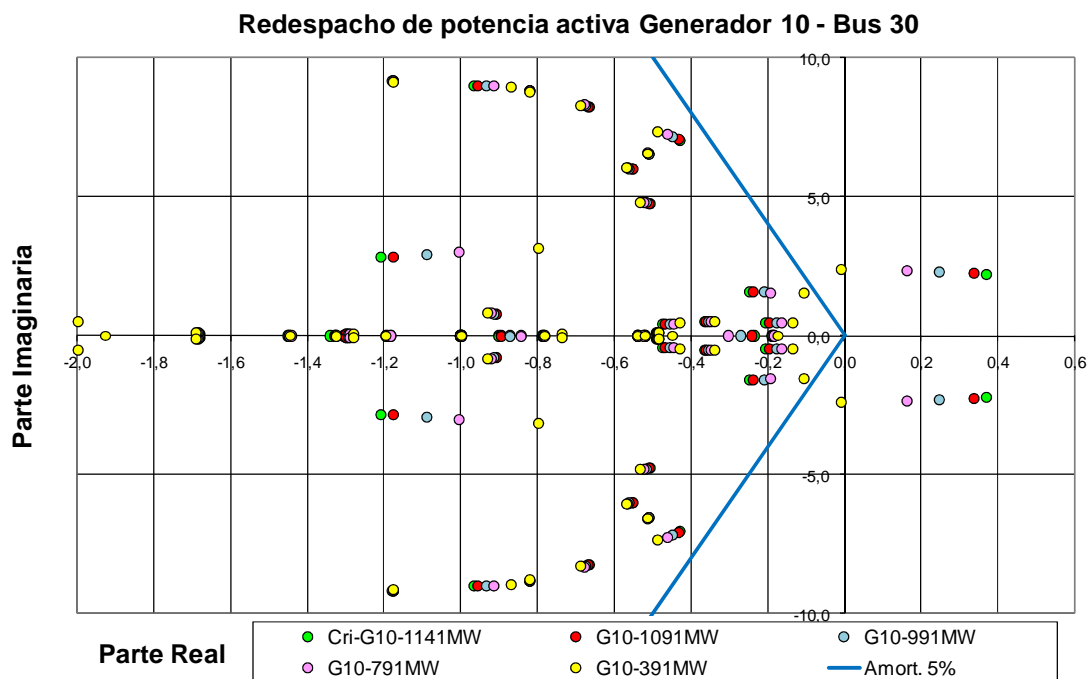


Figura 4.9: Efecto en los autovalores del redespacho de potencia activa, generador 10.

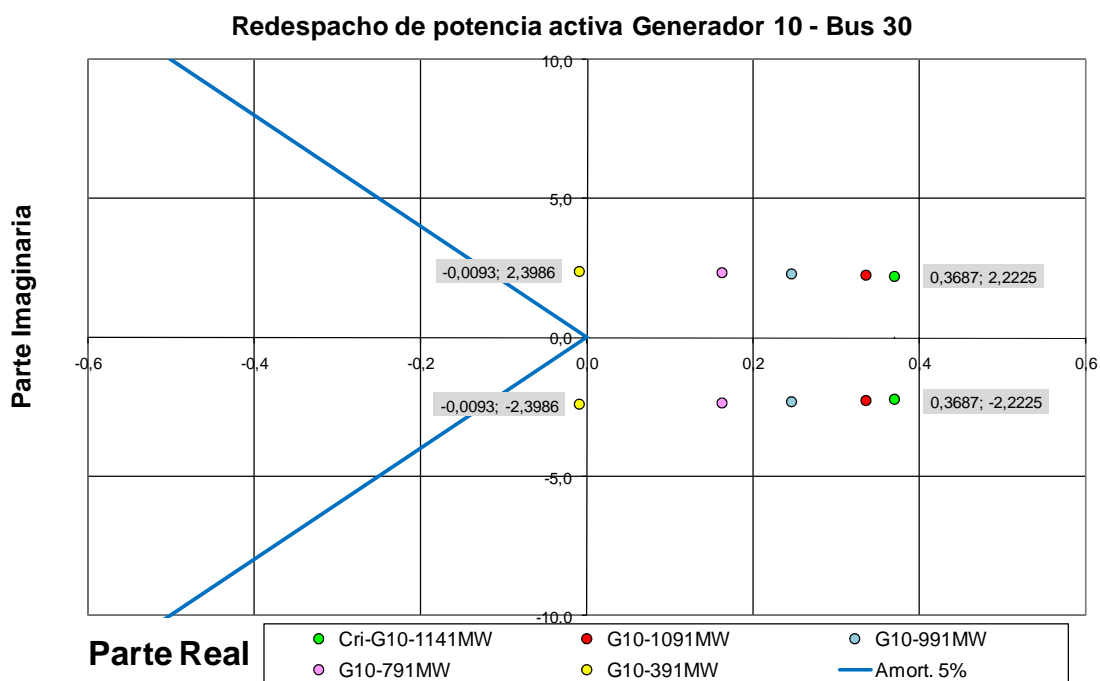


Figura 4.10: Redespacho de potencia activa, generador 10, movimiento del autovalor inestable.

Generador con factor de participación alto

El generador 9 tiene la más alta participación en el modo inestable, que asciende a 0.3658. Las figuras 4.11 y 4.12 presentan el efecto en los autovalores producido al disminuir la generación en el nudo 38 desde 1121 MW hasta 921 MW, punto en el que se consigue estabilizar el sistema, y además se alcanzan los niveles de amortiguamiento requeridos.

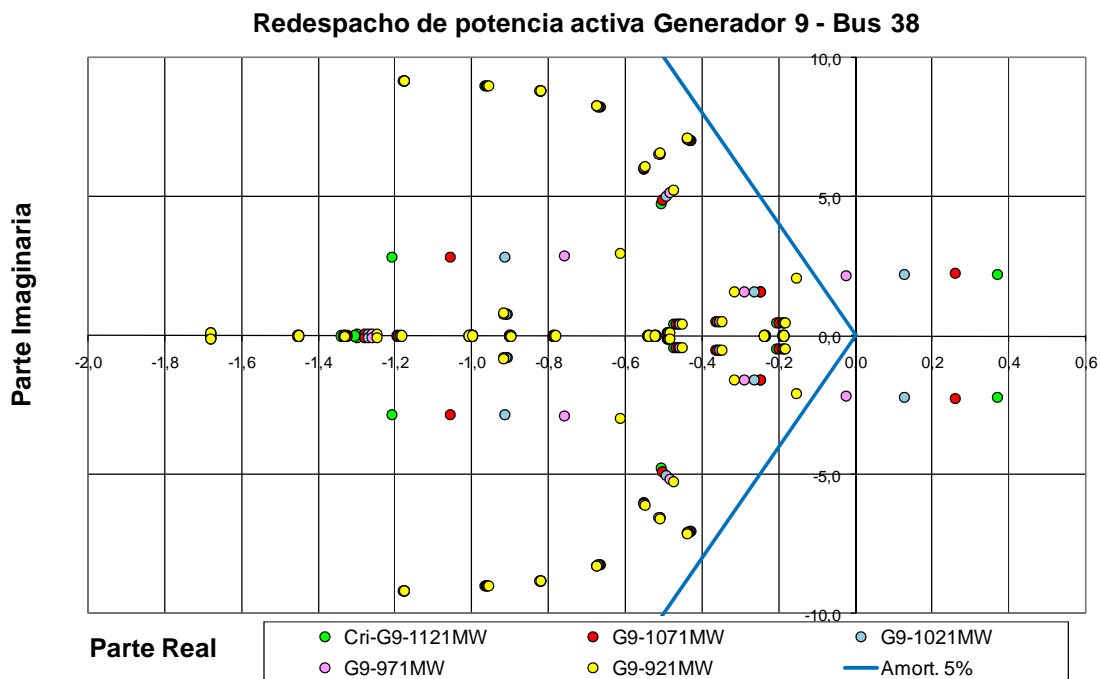


Figura 4.11: Efecto en los autovalores del redespacho de potencia activa, generador 9.

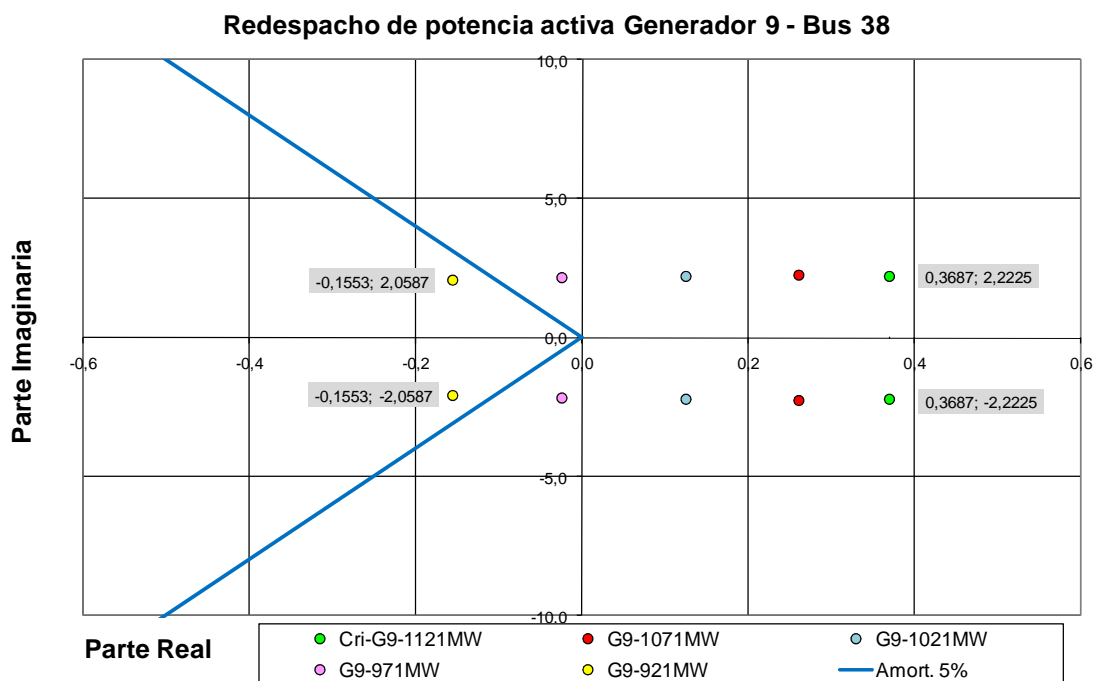


Figura 4.12: Redespacho de potencia activa, generador 9, movimiento del autovalor inestable.

En el paso final, un autovalor $\lambda = -0.1563 + j2.0587$ está localizado al lado derecho del eje imaginario. Este modo oscila a una frecuencia de 0.3277 Hz, y tiene un amortiguamiento de 0.07522.

Como era previsible, reducir la producción en el generador 9 es más efectivo para estabilizar el sistema que reducir la producción en los otros generadores del sistema, debido a que su factor de participación en el modo inestable es mayor.

Actuación sobre los parques eólicos

Las figuras 4.13 y 4.14 presentan el efecto producido en los autovalores al disminuir generación en los tres parques eólicos. En este caso, se disminuye la generación desde 750 hasta 150 en pasos de 50, 100, 200 y 250 MW respectivamente.

En el paso final, un autovalor $\lambda = -0.2119 + j2.4841$ está localizado al lado izquierdo del eje imaginario. Este modo oscila a una frecuencia de 0.3537 Hz, y tiene un amortiguamiento de 0.1637. En este caso, al reducir la generación en los nudos 14, 16, 17 simultáneamente en un 80% ha sido posible estabilizar el sistema, y además el sistema cumple con los requerimientos de amortiguamiento.

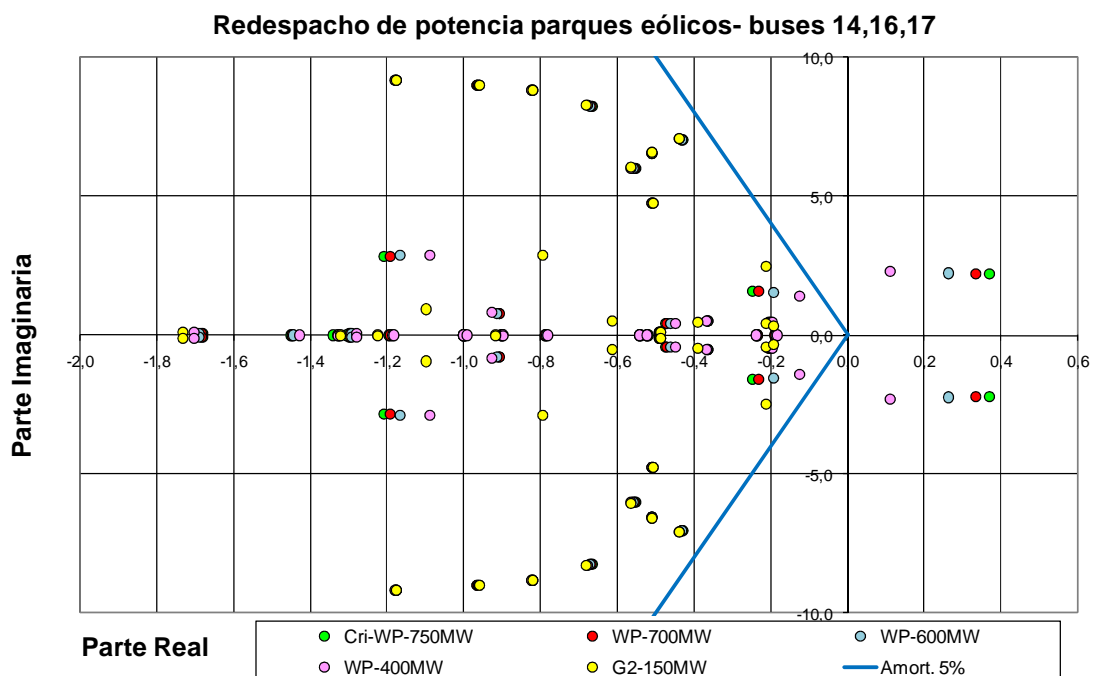


Figura 4.13: Efecto en los autovalores del redespacho de potencia activa, parques eólicos.

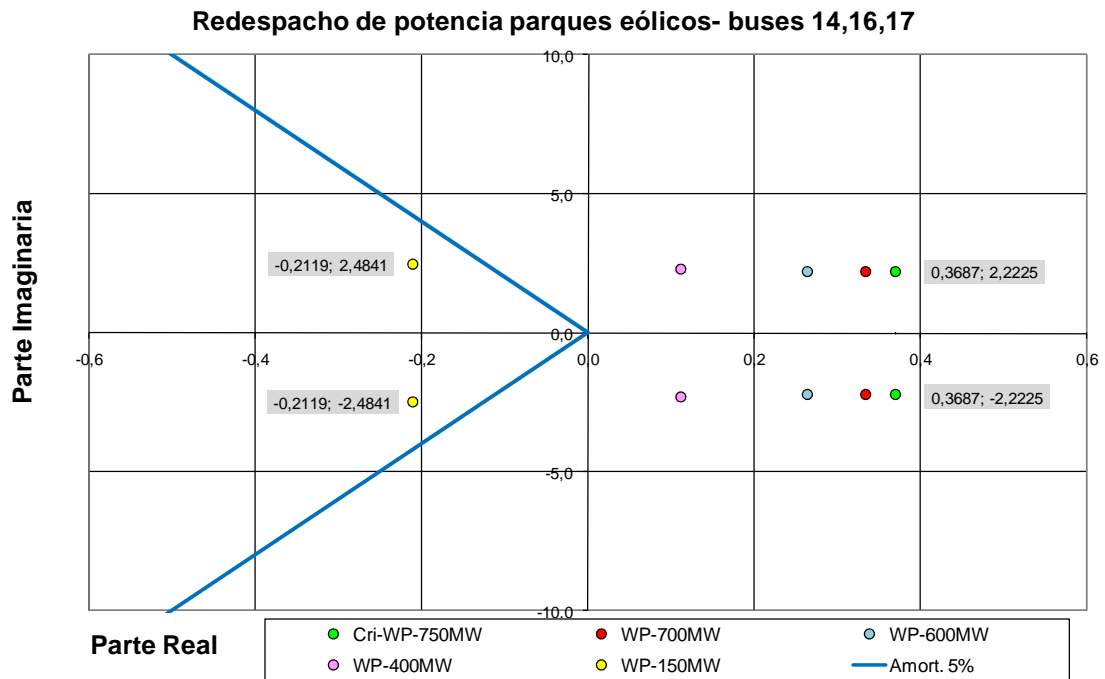


Figura 4.14: Redespacho de los parques eólicos, movimiento del autovalor inestable.

4.3.3 Actuación sobre la tensión en los nudos.

En los nudos de generación es posible modificar la tensión a través de la actuación del regulador de tensión de los generadores. Esta sección muestra el efecto sobre los autovalores de la variación de tensión en los nudos de generación. Las figuras 4.15 a 4.24 muestran, para cada generador, los autovalores obtenidos en el sistema original y al regular la tensión a 0.95 y 1.05 por unidad.

Se observa que en general incrementar la tensión en los generadores ejerce un efecto estabilizador, salvo en el caso de los generadores 4 y 5 donde el efecto es ligeramente desestabilizador.

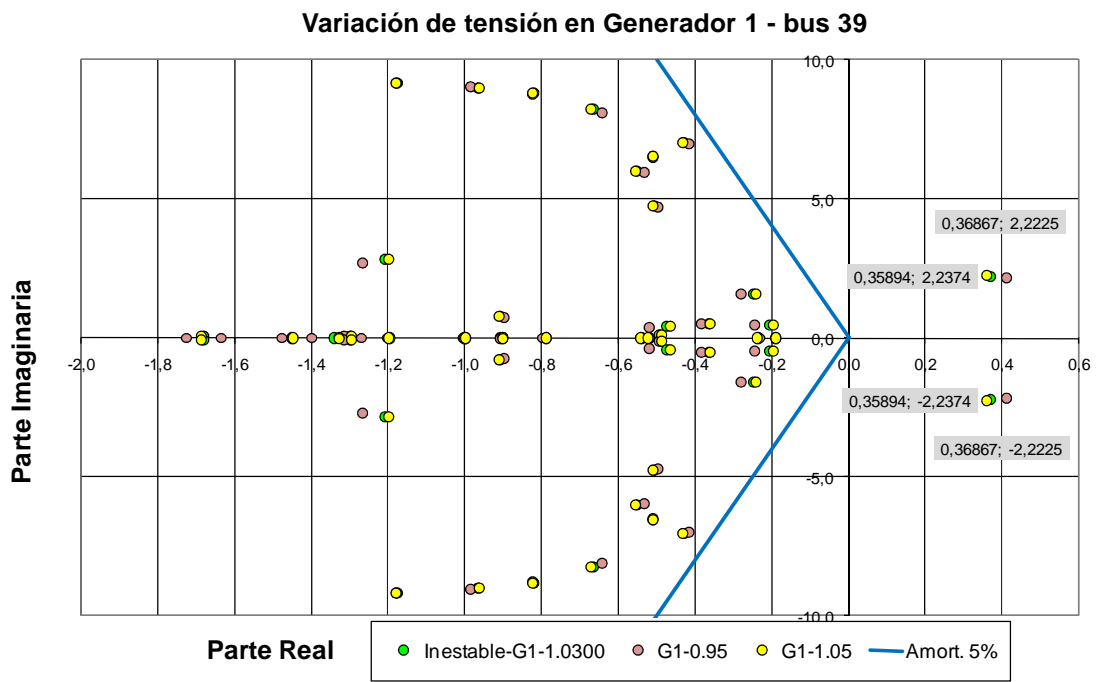


Figura 4.15: Variación de tensión en el nudo 39, generador 1.

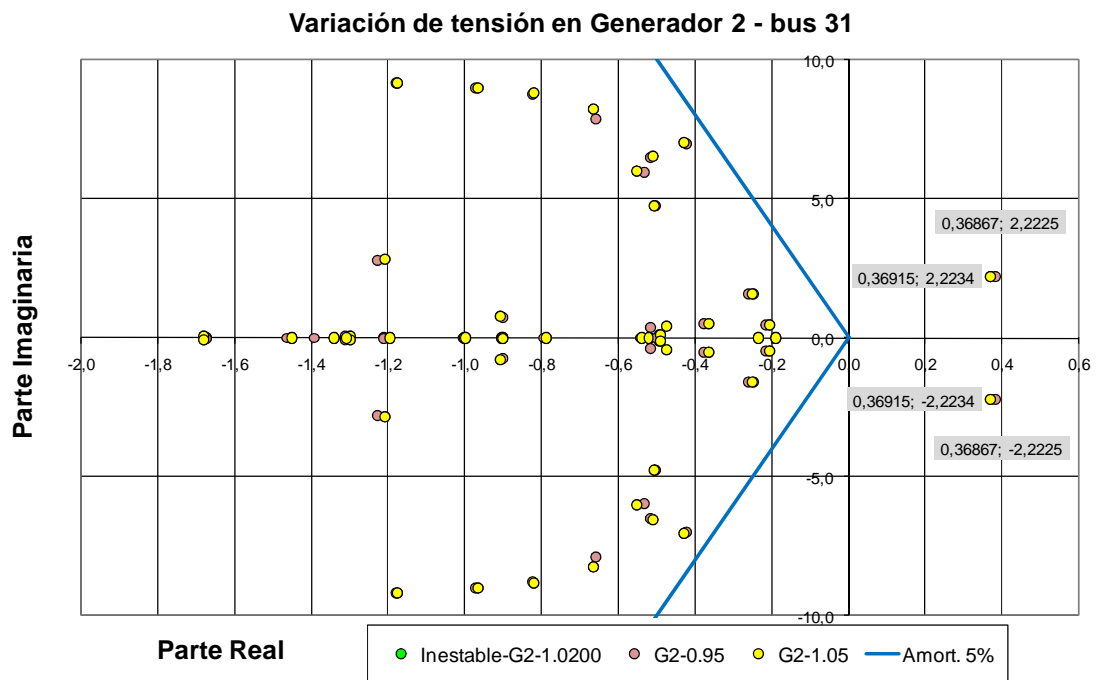


Figura 4.16: Variación de tensión en el nudo 31, generador 2.

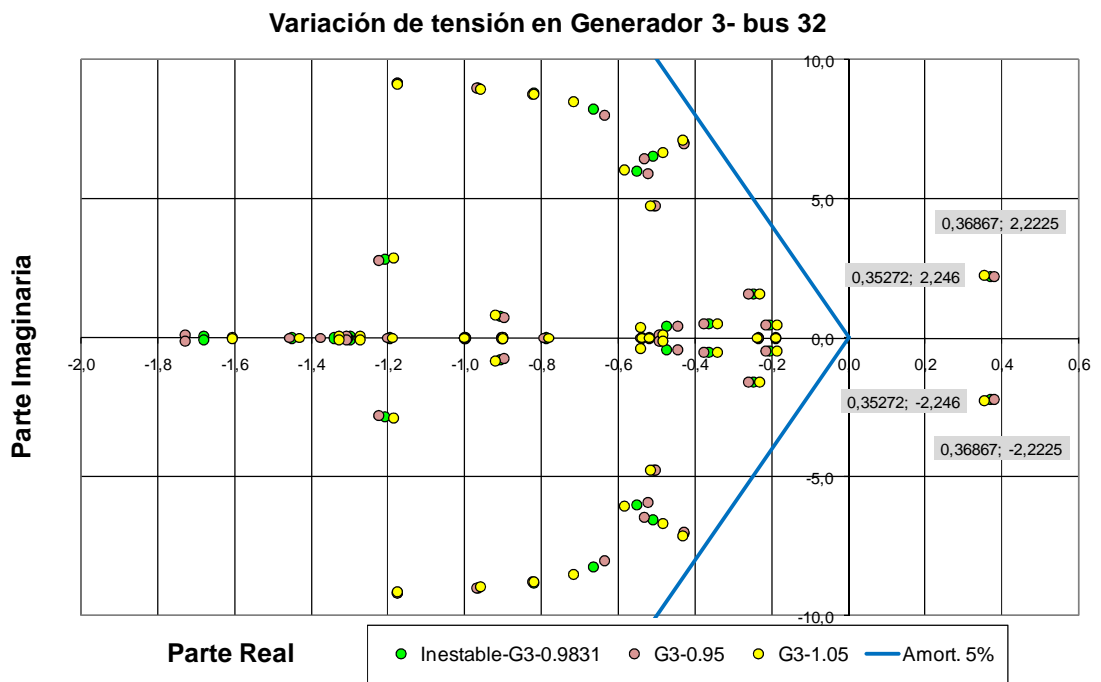


Figura 4.17: Variación de tensión en el nudo 32, generador 3.

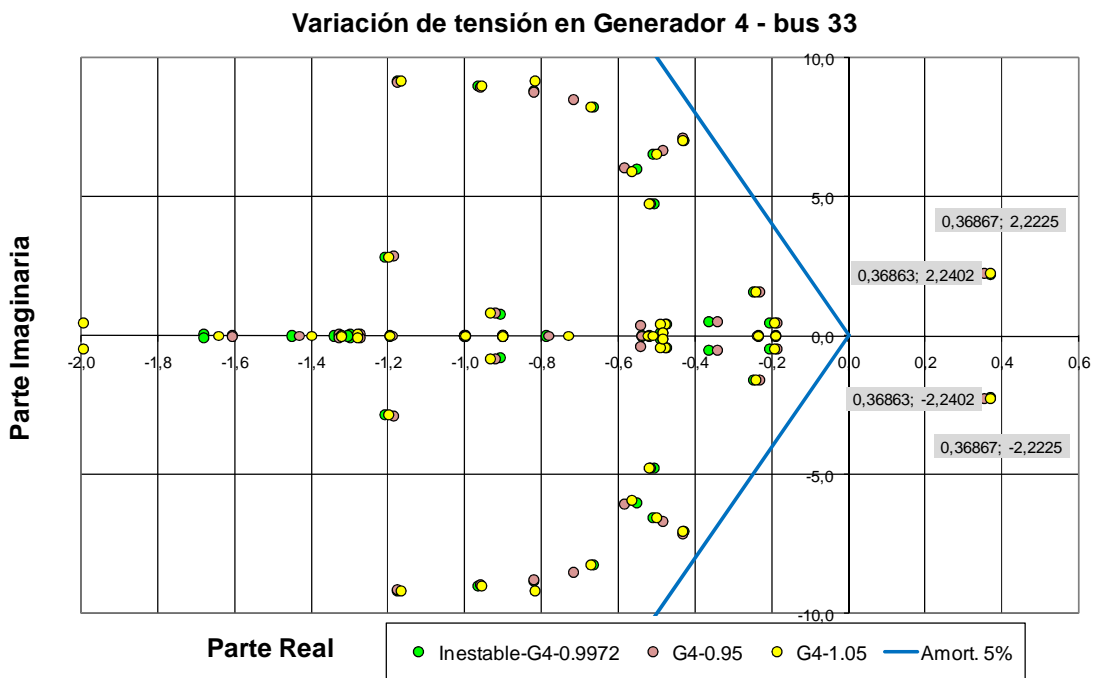


Figura 4.18: Variación de tensión en el nudo 33, generador 4.

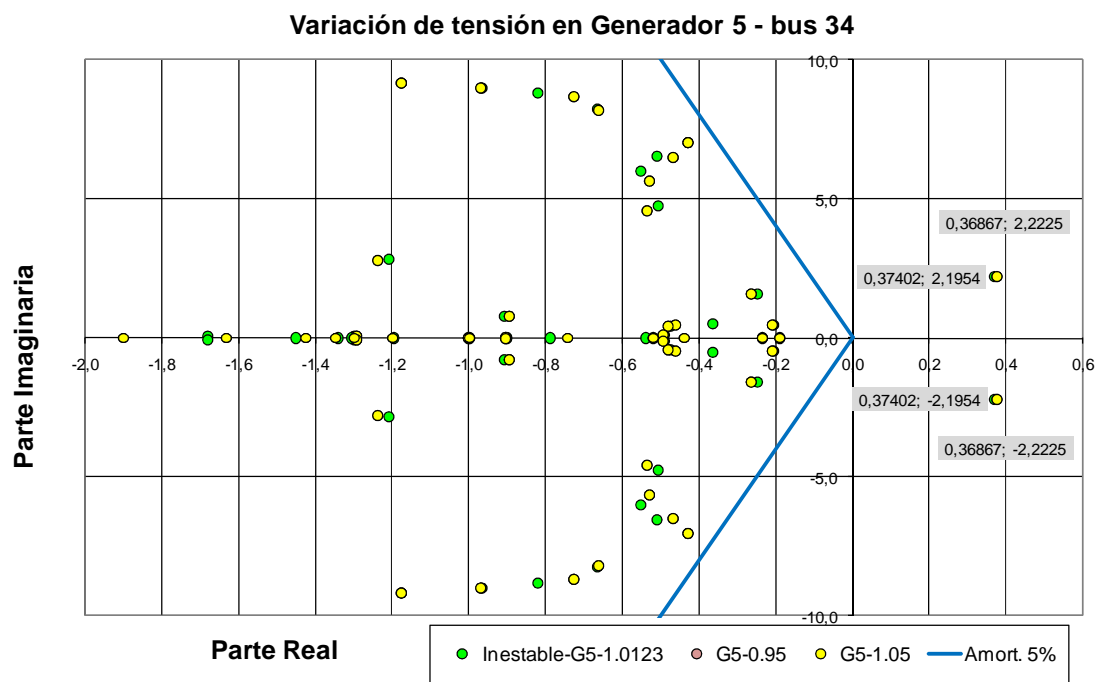


Figura 4.19: Variación de tensión en el nudo 34, generador 5.

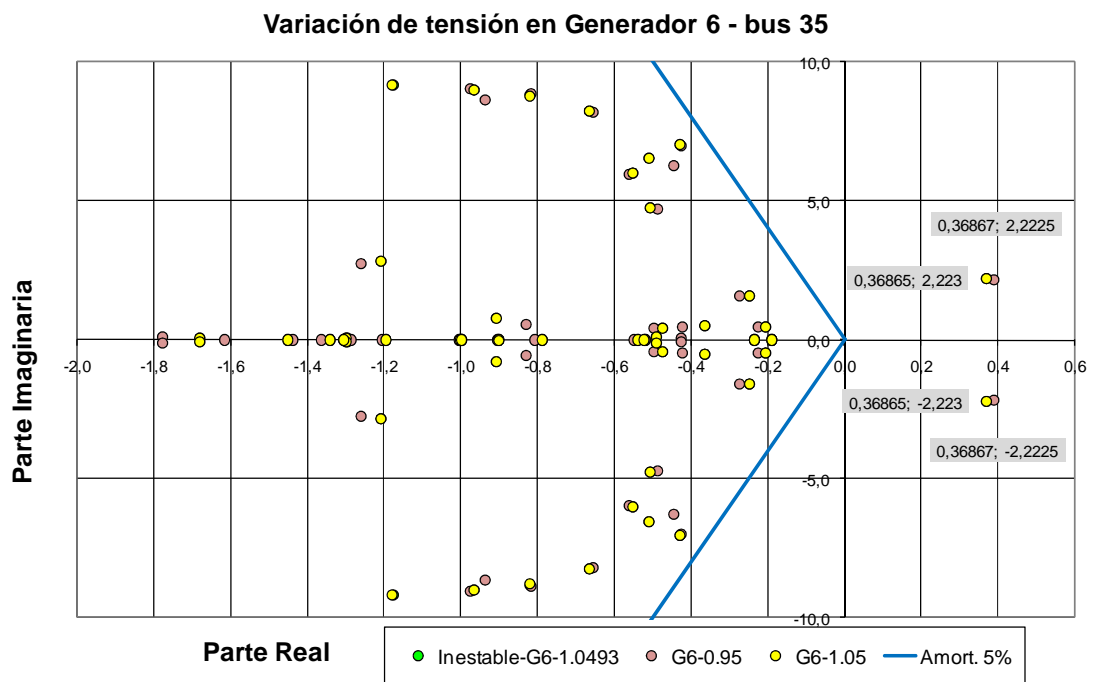


Figura 4.20: Variación de tensión en el nudo 35, generador 6.

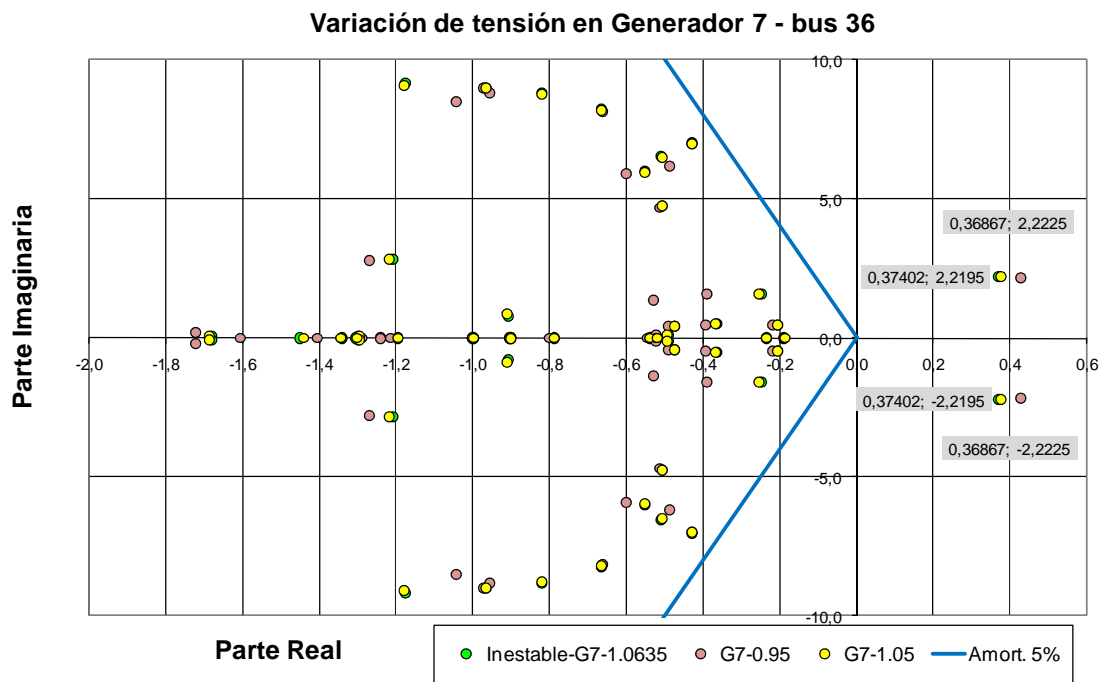


Figura 4.21: Variación de tensión en el nudo 36, generador 7.

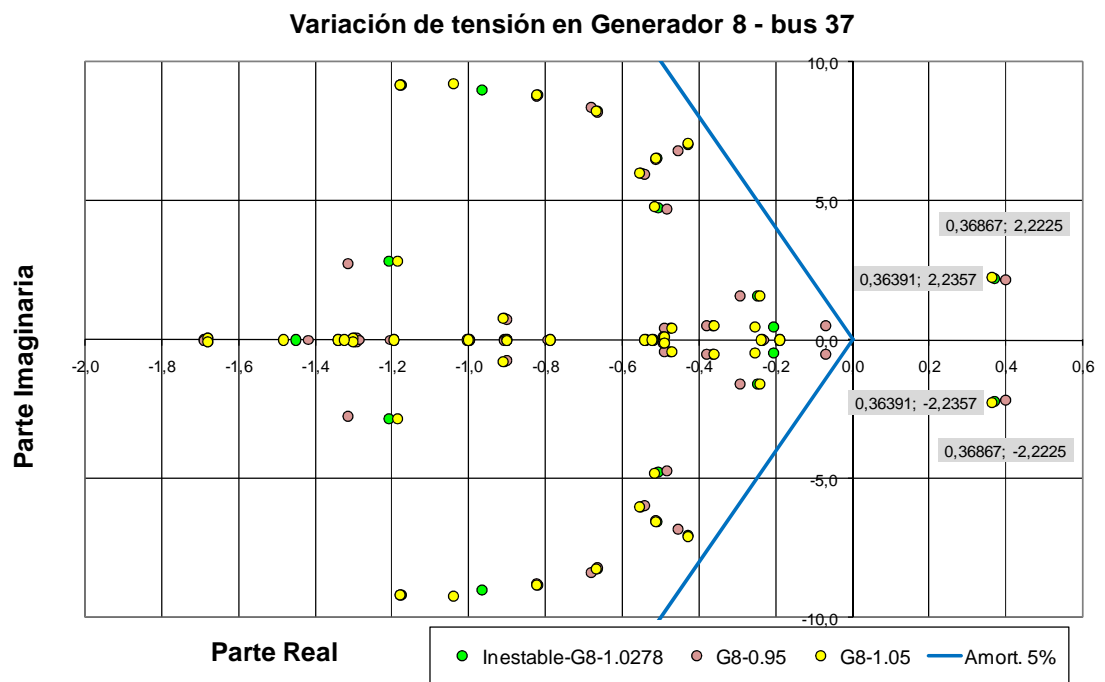


Figura 4.22: Variación de tensión en el nudo 37, generador 8.

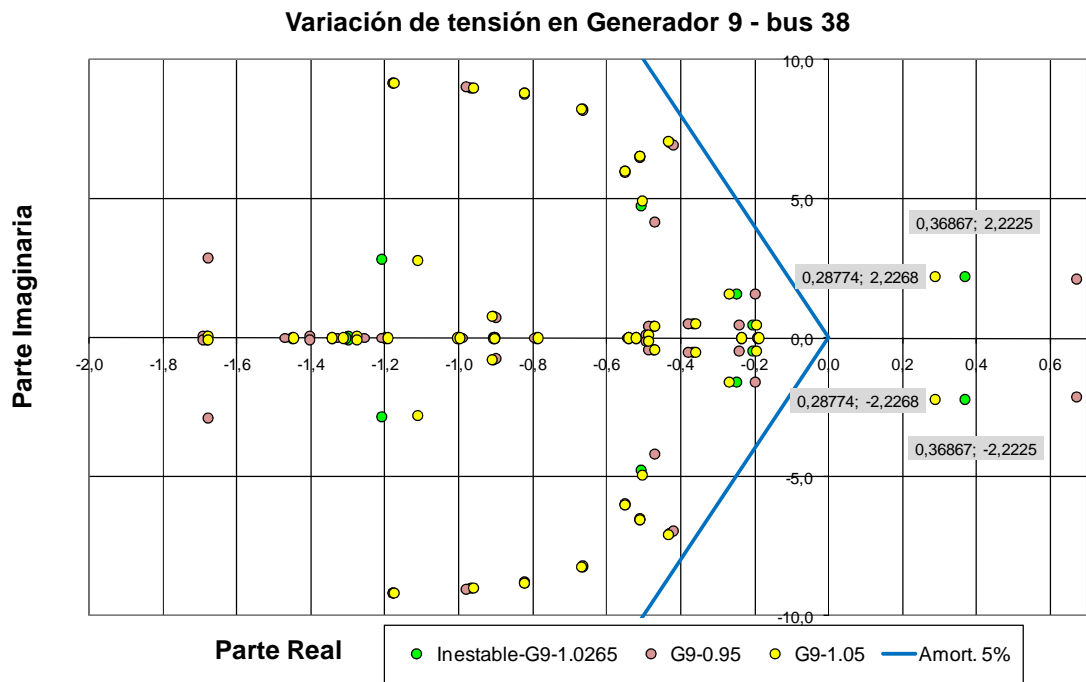


Figura 4.23: Variación de tensión en el nudo 38, generador 9.

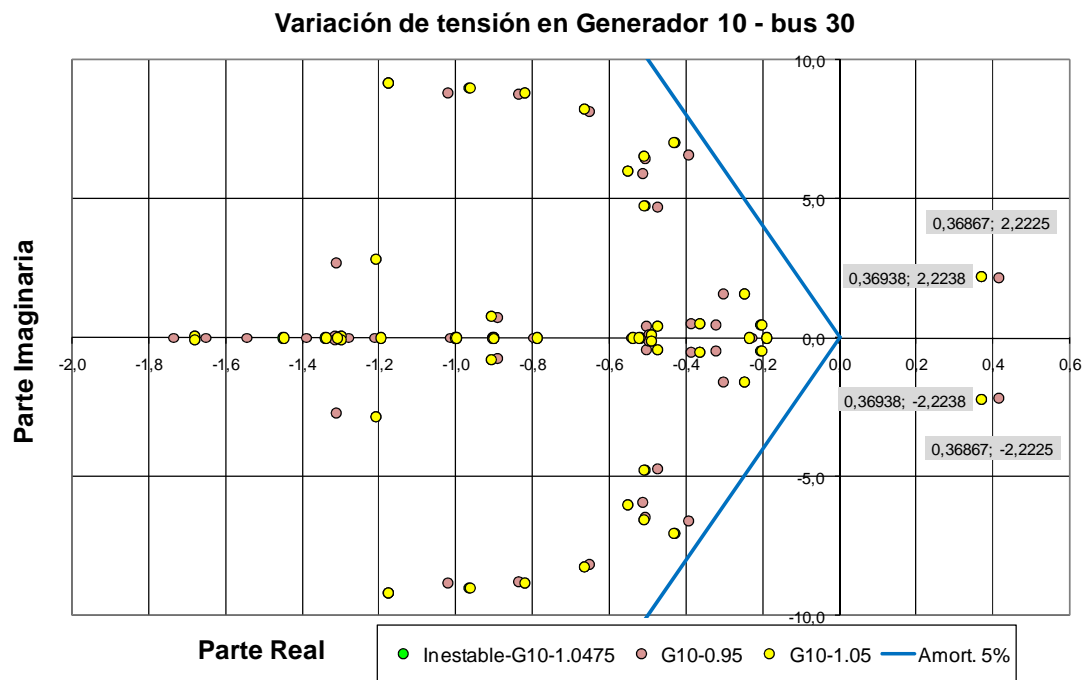


Figura 4.24: Variación de tensión en el nudo 30, generador 10.

4.3.4 Actuación simultánea sobre dos parámetros

Entre las acciones analizadas, reducir la generación en el nudo 38, e incrementar la tensión en el nudo 38, son las más efectivas para estabilizar el sistema, porque provocan el mayor desplazamiento del autovalor inestable hacia la izquierda en el plano complejo. En esta

sección se analiza el efecto de variar dos parámetros simultáneamente, y se puede observar que el autovalor inestable se desplaza más rápidamente a la izquierda que al actuar sobre un solo parámetro. Las figuras 4.25 y 4.26 muestran los autovalores al reducir la generación en el nudo 38 desde 1121 MW hasta 960 MW, e incrementar la tensión a 1.05 pu en el mismo nudo simultáneamente. En el paso final, un autovalor $\lambda = -0.12342 + j2.0827$ está localizado al lado izquierdo del eje imaginario. Este modo oscila a 0.3315 Hz, y tiene un amortiguamiento de 0.05916.

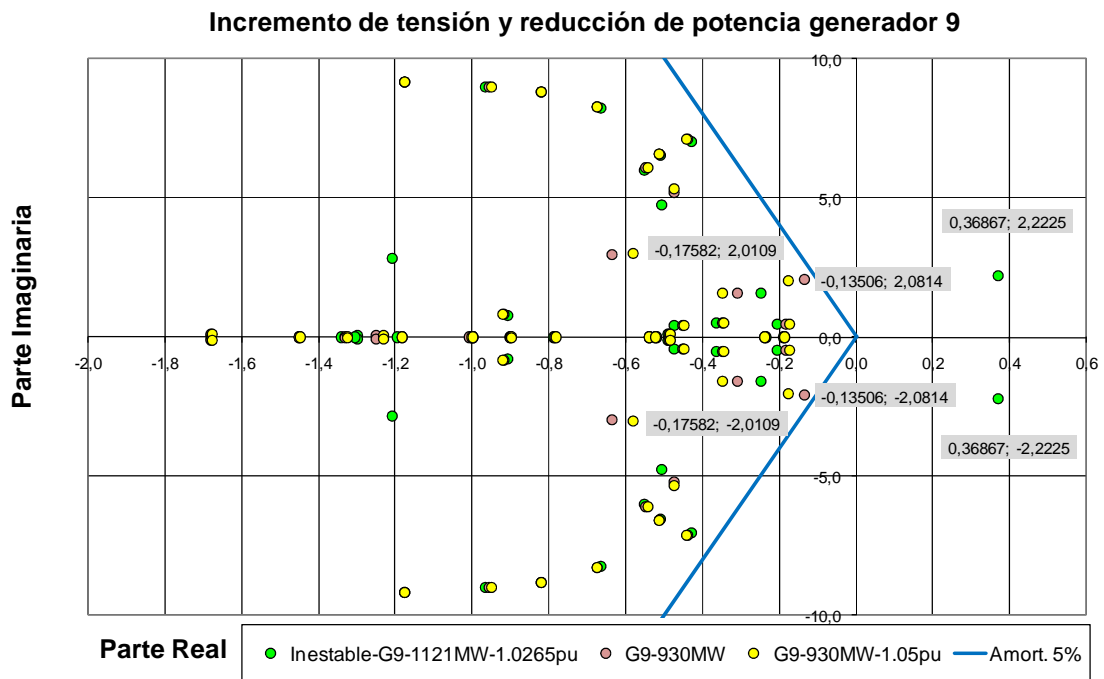


Figura 4.25: Redespacho de potencia activa e incremento de tensión generador 38, caso 1.

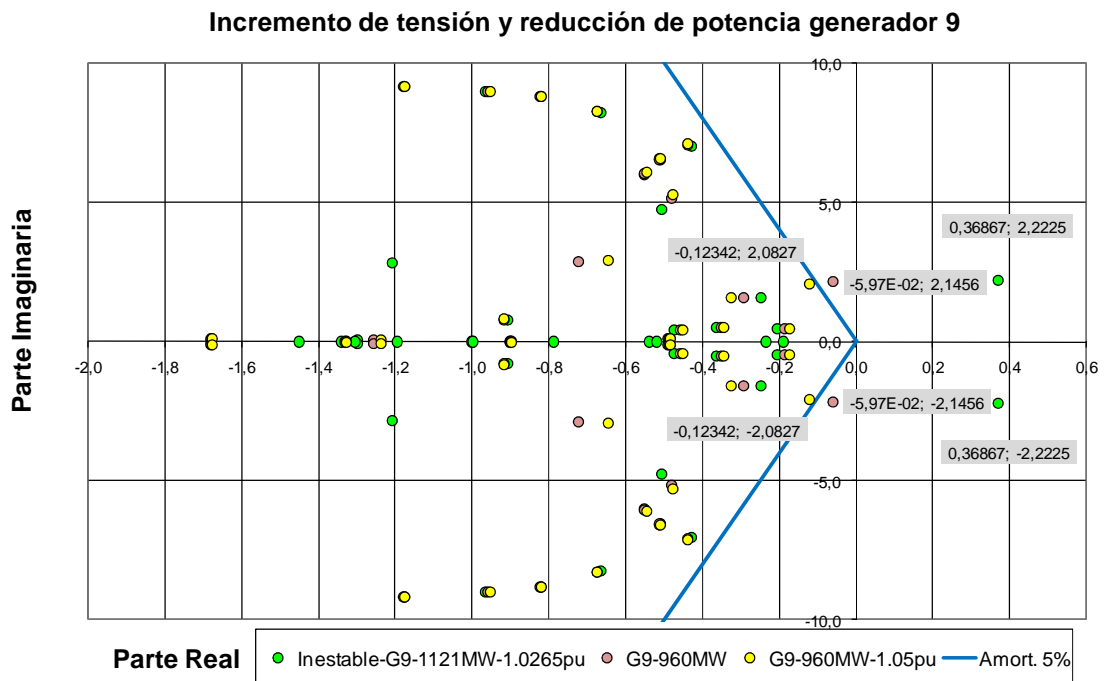


Figura 4.26: Redespacho de potencia activa e incremento de tensión generador 38, caso 2.

4.4 Predicción de autovalores del sistema de New England mediante una red neuronal

La aplicación de los estudios de pequeña señal a los sistemas eléctricos extensos se ve limitada por su gran cantidad de variables de estado, que provoca la necesidad de calcular un elevado número de autovalores. No obstante, sólo algunos de estos autovalores son relevantes para la estabilidad del sistema. Esta sección propone un algoritmo basado en una red neuronal que permite estimar únicamente los autovalores más importantes [100,101].

4.4.1 Entradas y salidas de la red neuronal

Las salidas de la red neuronal son seis números reales correspondientes a las coordenadas en el plano complejo de los tres autovalores más significativos desde el punto de vista de la estabilidad. Estos autovalores son aquellos que ocupan una posición inestable o, en su defecto, los que presentan un menor amortiguamiento.

Como entradas a la red neuronal elegimos un conjunto de variables que permitan definir el estado del sistema, con especial interés por aquellos parámetros sobre los que el operador del sistema puede actuar para mejorar la estabilidad. Las entradas seleccionadas son las siguientes:

- Un indicador del nivel de carga del sistema, que discrimina entre dos posibles estados: valle y punta.
- La potencia eólica generada.
- Las potencias activa y reactiva generadas en cada planta convencional.

En total, suman 22 variables de entrada. La potencia eólica se ha considerado una única entrada por suponer que los tres parques se encuentran próximos entre sí, y por tanto existe una elevada correlación entre su producción. En caso contrario, sería posible destinar una entrada diferente para cada uno de ellos.

Las potencias activa y reactiva generadas en las plantas convencionales son especialmente interesantes porque, además de suministrar información sobre el estado del sistema, son variables sobre las que el operador del sistema puede actuar directamente a través de un redespacho de carga o de una variación de las consignas de control de reactiva.

Por último, el indicador del nivel de carga no sería estrictamente necesario, puesto que la carga del sistema es aproximadamente igual a la generación total de las plantas (menos las pérdidas). No obstante, se ha observado que la presencia de esta entrada mejora el funcionamiento de la red neuronal.

4.4.2 Diseño de la red neuronal

El diseño de la red neuronal se ha realizado en varios pasos: selección de la arquitectura de la red, del algoritmo de entrenamiento, del número y tamaño de las capas, construcción de los conjuntos de entrenamiento, validación y test, criterio de parada, determinación del número de épocas y determinación del número de neuronas en las capas ocultas. Las siguientes secciones describen cada uno de estos pasos por separado.

Arquitectura de la Red

Se utiliza una red feedforward totalmente conectada. Desde la capa de entrada se distribuyen las entradas entre todas las neuronas de la primera capa oculta. La función de activación de las capas ocultas es de tipo tangente hiperbólica y la función de la capa de salida es de tipo lineal. Los autovalores deben ser escalados en el intervalo $[-1,1]$ para evitar que las neuronas se saturen y trabajen siempre en la región final.

La inicialización de los pesos y bias de cada capa se realiza aleatoriamente en el intervalo de $[-1,1]$ con el algoritmo Nguyen Widrow. Este algoritmo elige los valores a fin de distribuir las regiones activas de cada neurona equitativamente en las capas del espacio de entrada, disminuyendo así el tiempo de entrenamiento [102].

Algoritmo de Entrenamiento

El algoritmo que se utiliza para el entrenamiento es el de retropropagación, y la actualización de los pesos se realiza aplicando el algoritmo del Gradiente Conjugado escalado desarrollado por Moller. Éste asegura mayor rapidez en el proceso de convergencia comparado con otros algoritmos de entrenamiento para un mayor volumen de datos [103].

Número y tamaño de las capas

Como se ha indicado anteriormente, el número de neuronas de la capa de entrada es 22: la potencia activa y reactiva de los generadores convencionales (P_1, P_2, \dots, P_{10} y Q_1, Q_2, \dots, Q_{10}), la potencia de los parques eólicos (WP) y una variable adicional que indica el nivel de carga del sistema (Dem). Asimismo, el número de variables de salida es 6, correspondiente a las 6 coordenadas de los 3 autovalores complejos $[(R_1, I_1); (R_2, I_2); (R_3, I_3)]$.

La red seleccionada contiene dos capas de neuronas ocultas entre las capas de entrada y salida. El número de neuronas para las capas ocultas ha sido determinado a través de un

método heurístico de prueba y error, asignando siempre a la primera capa oculta el doble de neuronas que la segunda capa oculta [104]. La figura 4.27 muestra la estructura de la red neuronal empleada.

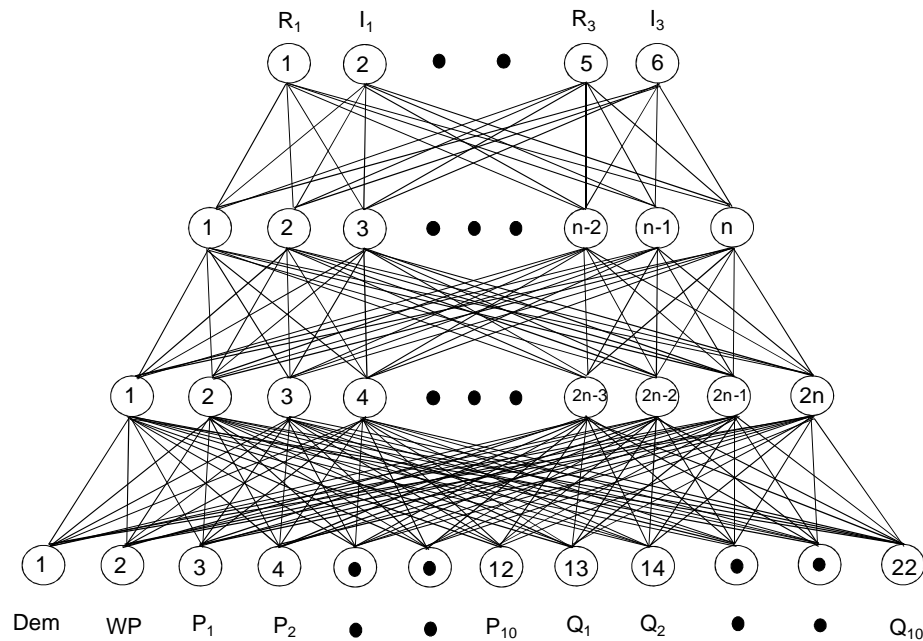


Figura 4.27: Estructura de la red neuronal aplicada al sistema New England.

Construcción de los conjuntos de entrenamiento, validación y test

Se considera que una red neuronal artificial ha sido entrenada con éxito si aproxima los valores de los patrones de entrenamiento y proporciona interpolaciones suaves para el espacio de datos no entrenado (conjuntos de validación y test).

Para construir el conjunto de muestras de entrenamiento, validación y test se ha partido de un conjunto de 250 estados del sistema que abarca distintos escalones de generación de cada planta situados entre el mínimo y el máximo técnico. En cada caso, los autovalores del sistema han sido calculados mediante la herramienta PSS/E, y los tres autovalores más relevantes han sido seleccionados.

Por tanto, existen en total 250×22 datos de entrada y 250×6 datos de salida. El conjunto de entrenamiento contiene el 90% de las muestras, y los conjuntos de validación y test contienen el 5% respectivamente. Por tanto, el conjunto de entrenamiento está formado por 225 muestras, y los conjuntos de validación y test por 12 cada una.

En la tabla 4.3 se muestra la estructura de la matriz de entradas de la red neuronal, y la tabla 4.4 muestra la estructura de la matriz de salida.

Entrada	Dem	WP	P ₁	P ₂	•	•	P ₁₀	Q ₁	Q ₂	•	•	Q ₁₀
Muestra 1												
Muestra 2												
•												
•												
•												
Muestra 250												

Tabla 4.3: Matriz de entrada de la red neuronal.

Salida	R ₁	I ₁	R ₂	I ₂	R ₃	I ₃
Muestra 1						
Muestra 2						
•						
•						
•						
Muestra 250						

Tabla 4.4: Matriz de salida de la red neuronal.

Criterio de Parada

Para determinar el instante de parada del entrenamiento de la red neuronal se utiliza la curva de error del conjunto de validación, representada en la figura 4.28. La red neuronal debe detener la actualización de los pesos en el mínimo valor de error de validación. Este criterio asegura la convergencia de la red y permite eliminar el sobreentrenamiento, fenómeno al que es susceptible el algoritmo de retropropagación.

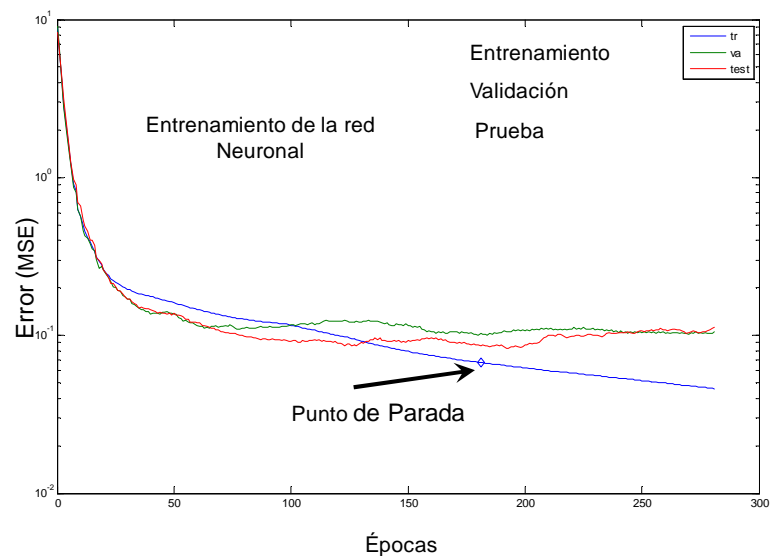


Figura 4.28: Aprendizaje de la red neuronal.

Determinación del número de épocas

Para conocer el valor de las épocas necesarias para que el error de entrenamiento sea el mínimo, se ha aplicado un método heurístico en el que se ha analizado el comportamiento de la red neuronal a través de los parámetros de error de validación y de prueba. Para ello se ha partido de una estructura de red [22, 24, 12, 6], sobre la que se han simulado redes de 150, 200 y 500 épocas. En la tabla 4.5 se muestra la comparación de los valores de entrenamiento para cada uno de los casos anteriormente señalados.

Épocas	Entrenamiento	Validación	Prueba	Parada
150	0,0863	0,1226	0,1267	151
200	0,0761	0,1198	0,1217	175
500	0,0733	0,1196	0,1197	175

Tabla 4.5: Determinación del número de épocas

El número de épocas a considerar en el diseño de la red neuronal es de 500, utilizando como criterio de parada el descrito anteriormente.

Determinación del número de neuronas en las capas ocultas

Para determinar el número de neuronas en las capas ocultas se han considerado tres estructuras posibles y se han realizado 5 simulaciones sobre cada una de ellas. En la tabla 4.6 se resumen los resultados obtenidos.

Red Neuronal	Entrenamiento	Validación	Prueba	Promedio (Prueba)	Tiempo (seg.)
[22,24,12,6]	0,0937	0,0968	0,0822	0,1117	0,2672
	0,1302	0,1139	0,1333		0,1858
	0,0598	0,1034	0,1295		0,3118
	0,0875	0,0937	0,113		0,2352
	0,111	0,099	0,1004		5,9838
[22,48,24,6]	0,0676	0,0998	0,0865	0,1005	0,498
	0,0413	0,0907	0,0748		0,6916
	0,0831	0,1007	0,1163		0,4276
	0,103	0,1217	0,1106		0,3188
	0,0855	0,1093	0,1145		0,8948
[22,72,36,6]	0,0761	0,1198	0,1217	0,1264	0,9065
	0,0755	0,1103	0,1455		0,8047
	0,1036	0,1043	0,1386		0,6394
	0,1205	0,1186	0,1167		0,5935
	0,1119	0,1214	0,1094		3,9999

Tabla 4.6: Determinación del número de neuronas de la capa oculta

A la vista de los resultados, se ha seleccionado la estructura [22, 48, 24, 6], que proporciona el mínimo error de test (0.1005). En la figura 4.29 se muestra la estructura final de la red neuronal.

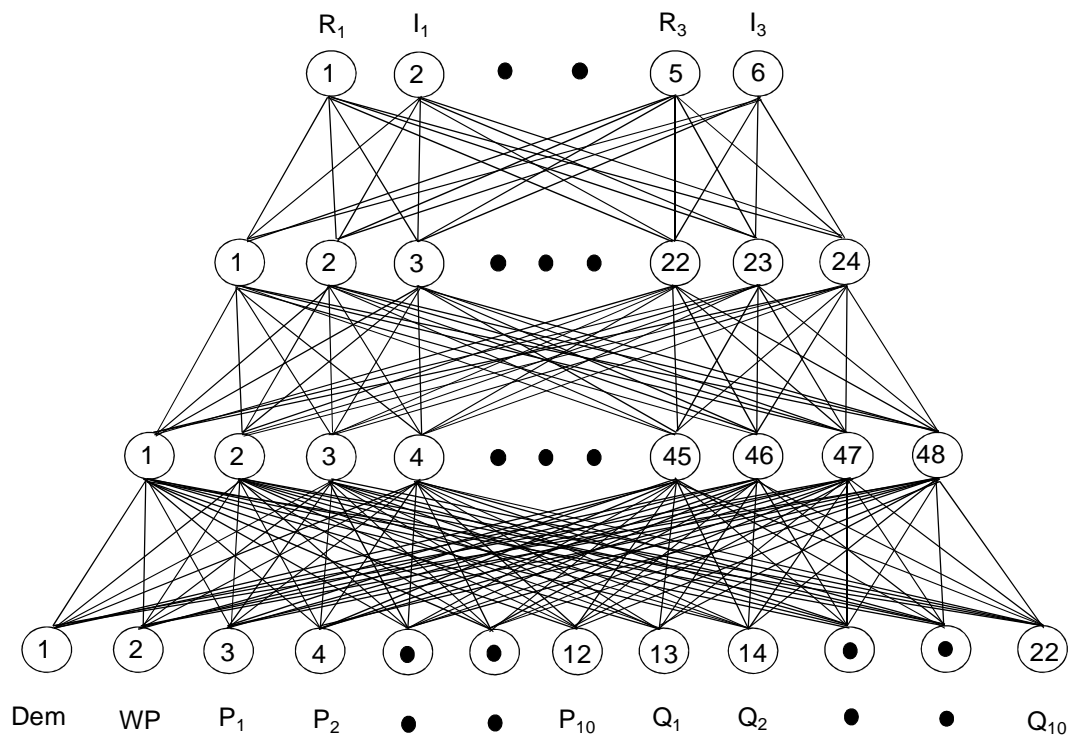


Figura 4.29: Estructura de la red neuronal para el sistema de New England.

4.4.3 Análisis de los resultados obtenidos por la red neuronal

La tabla 4.7 muestra los resultados obtenidos al aplicar la red neuronal a las 12 muestras reservadas para prueba. El error cuadrático medio obtenido es 0.13008.

Simulación	Entretamiento	Validación	Prueba
1	0,06760	0,09980	0,08650
2	0,04130	0,09070	0,07480
3	0,08310	0,10070	0,11630
4	0,10300	0,12170	0,11060
5	0,08550	0,10930	0,11450
6	0,07790	0,10130	0,11430
7	0,07720	0,10890	0,13750
8	0,11740	0,10420	0,15630
9	0,04790	0,08580	0,25010
10	0,10990	0,11020	0,12660
11	0,07400	0,09760	0,16030
12	0,04590	0,07190	0,17640
13	0,03870	0,10970	0,15340
14	0,13000	0,10890	0,15850
15	0,10270	0,10280	0,08320
16	0,09500	0,10810	0,13160
17	0,08980	0,11090	0,11890
18	0,11530	0,10930	0,09650
19	0,09540	0,10410	0,14570
20	0,10430	0,10300	0,08960
Promedio	0,08510	0,10295	0,13008

Tabla 4.7: Simulaciones de la red neuronal propuesta

A modo de ejemplo, las figuras 4.30 a 4.36 muestran los autovalores predichos por la red neuronal junto con los calculados a través del software PSS/E en siete casos diferentes, correspondientes a puntos de operación alejados entre sí. Como puede observarse, la diferencia entre ambos es pequeña.

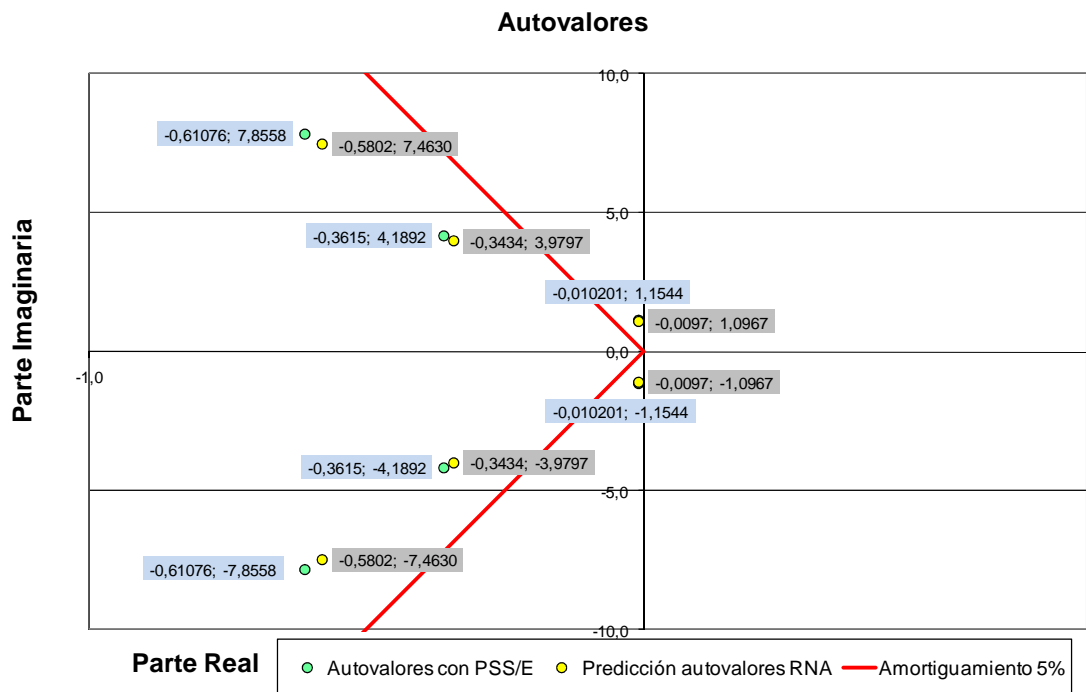


Figura 4.30: Comparación de la red neuronal con los datos reales, caso 1.

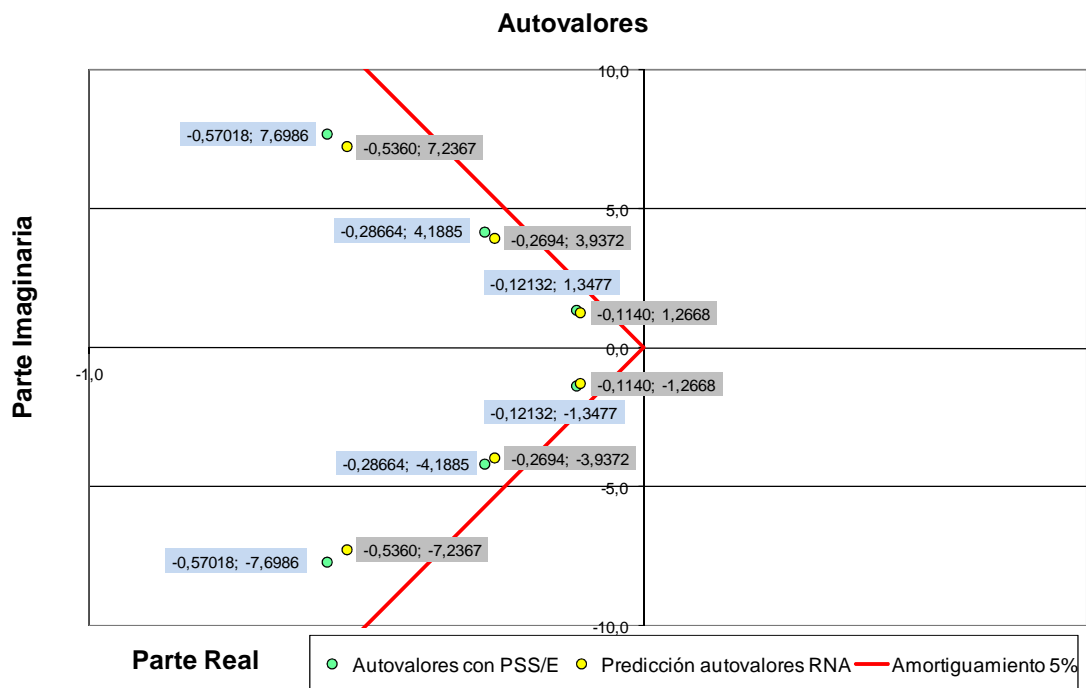


Figura 4.31: Comparación de la red neuronal con los datos reales, caso 2.

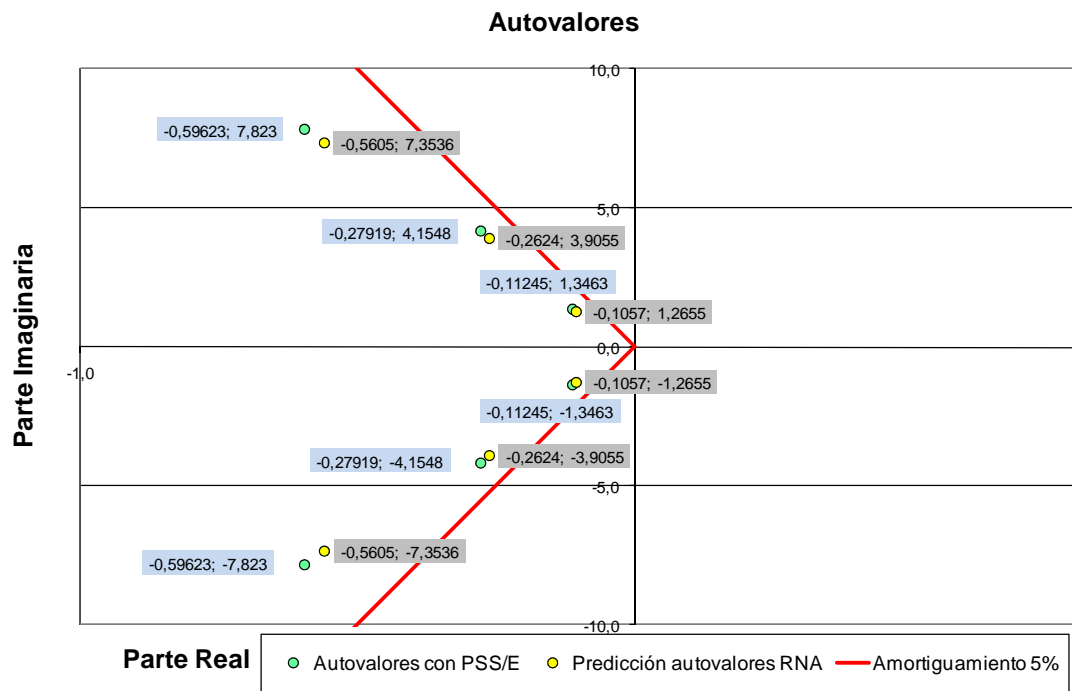


Figura 4.32: Comparación de la red neuronal con los datos reales, caso 3.

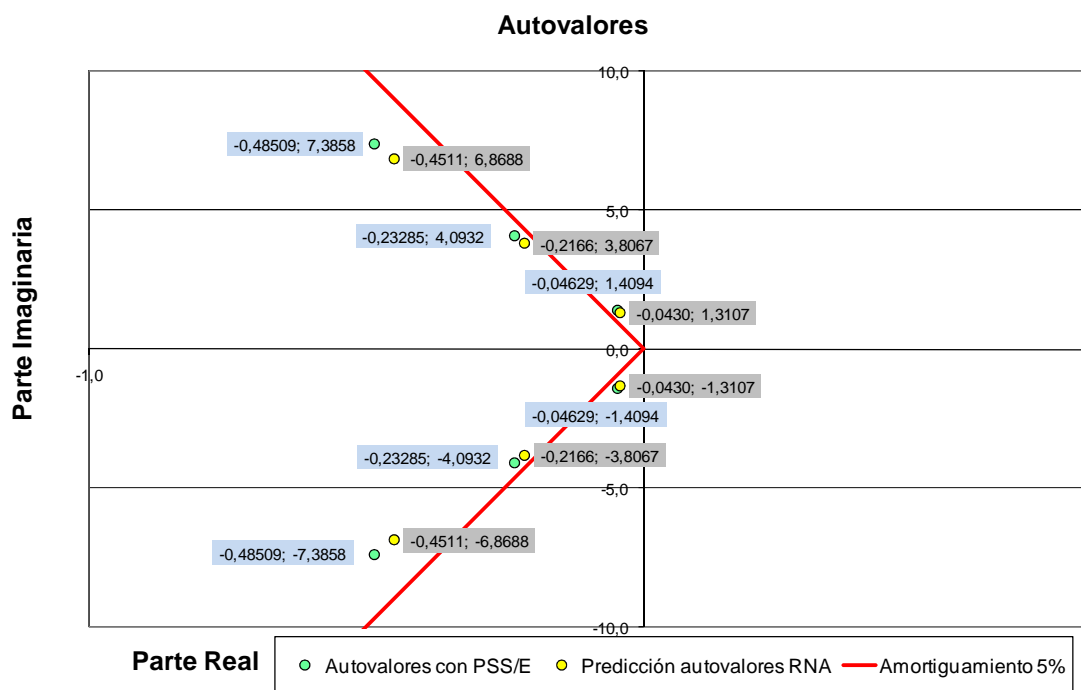


Figura 4.33: Comparación de la red neuronal con los datos reales, caso 4.

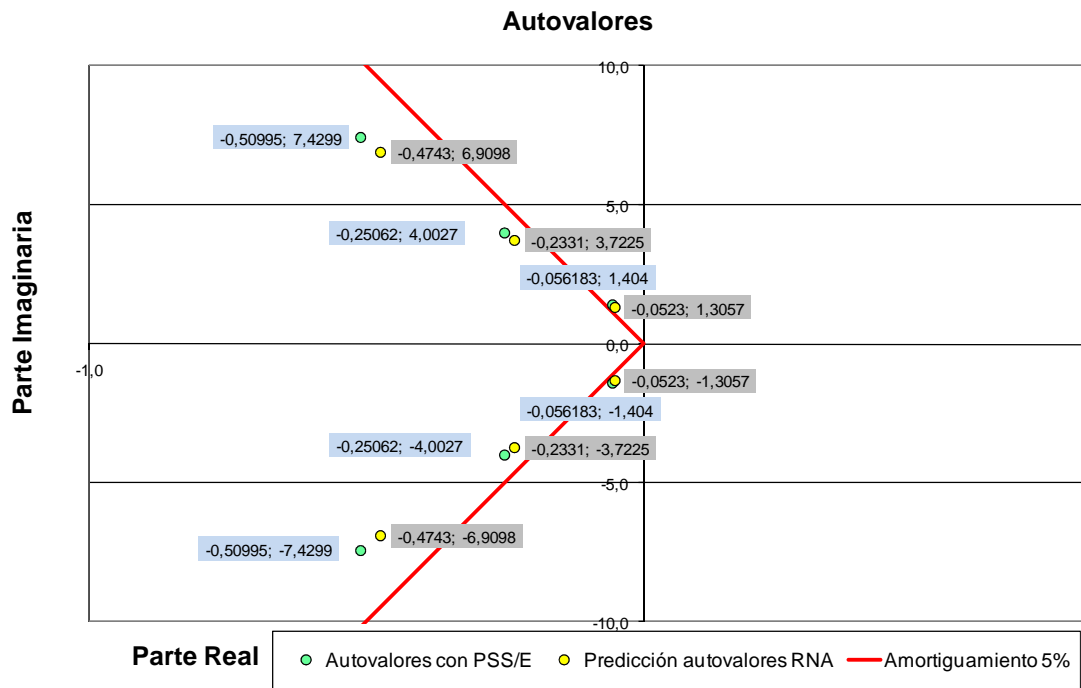


Figura 4.34: Comparación de la red neuronal con los datos reales, caso 5

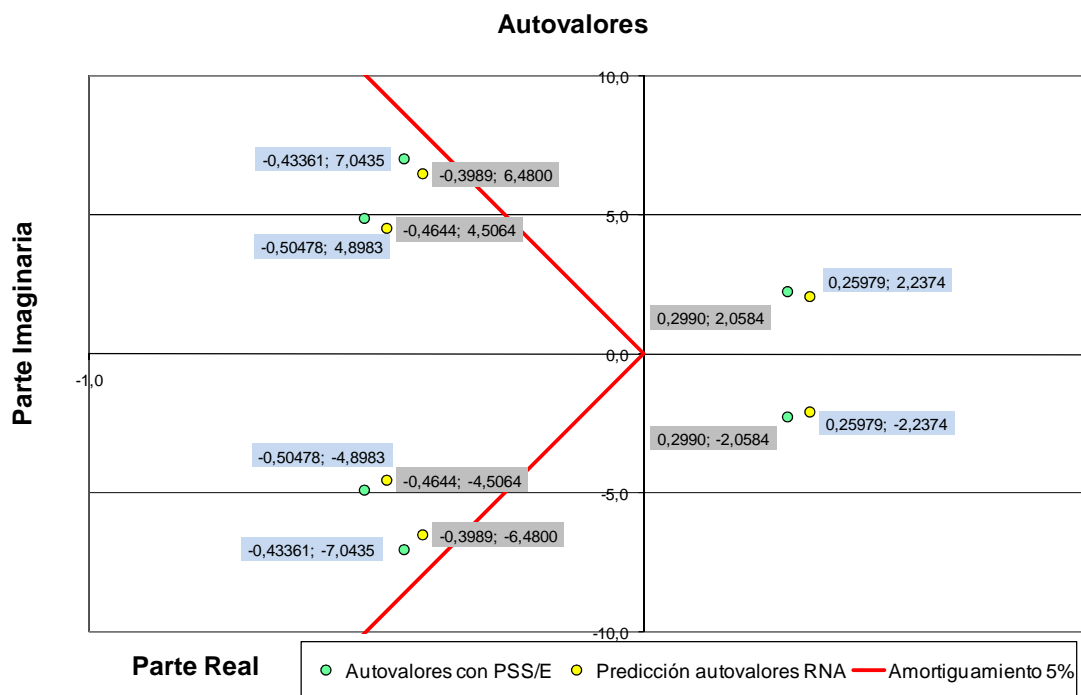


Figura 4.35: Comparación de la red neuronal con los datos reales, caso 6

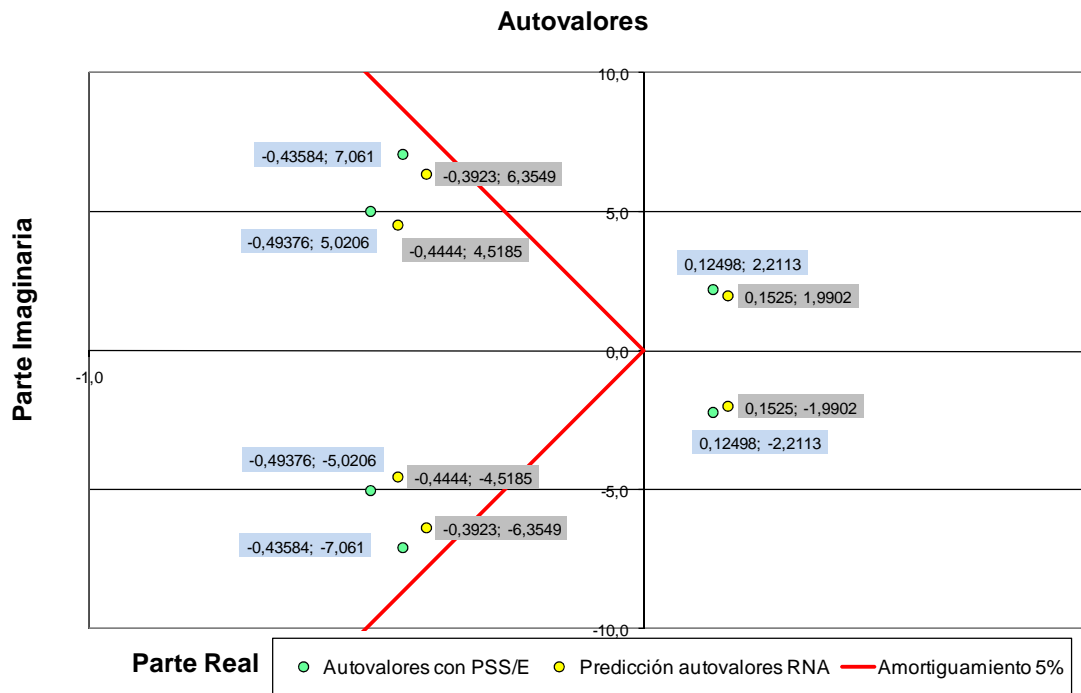


Figura 4.36: Comparación de la red neuronal con los datos reales, caso 7

En la tabla 4.8 se muestran los errores absolutos entre la red neuronal y los datos reales de los autovalores para los siete casos anteriores desglosados entre el error en la parte real y en la parte imaginaria.

Muestras	Error Parte Real	Error Parte Imaginaria
Caso 1	0,0240	0,0333
Caso 2	0,0374	0,0372
Caso 3	0,0215	0,0676
Caso 4	0,1353	0,0025
Caso 5	0,0862	0,0371
Caso 6	0,0270	0,0568
Caso 7	0,0008	0,0496
Promedio	0,0475	0,0406
Promedio Total		0,0440

Tabla 4.8: Errores absolutos de las muestras

4.4.4 Aplicación a la estabilización del sistema de New England

La red neuronal propuesta puede ser utilizada para ayudar al operador del sistema a estabilizar la red a partir de una situación inestable o poco amortiguada. Para ello esta sección propone un método basado en el redespacho de carga y en la identificación a través de la red neuronal del generador que más influencia tiene sobre el autovalor que se desea amortiguar.

La figura 4.37 presenta el flujograma del algoritmo propuesto, que consiste en los siguientes pasos:

i) Inicialización: Los datos del sistema son enviados a la red neuronal. Los datos de entrada de la red neuronal son, como se indicó anteriormente, las potencias activas y reactivas de los generadores, la generación eólica y un indicador del nivel de carga.

ii) Predicción de autovalores: Como la red neuronal ha sido ya entrenada, el sistema predice los 3 autovalores de mayor interés para el punto de operación.

iii) Identificación de los modos electromecánicos: Una vez que la red neuronal ha predicho los autovalores, es posible calcular el amortiguamiento y la frecuencia de oscilación para estos autovalores. Si existen autovalores inestables o con amortiguamiento menor al 5%, deben ser amortiguados.

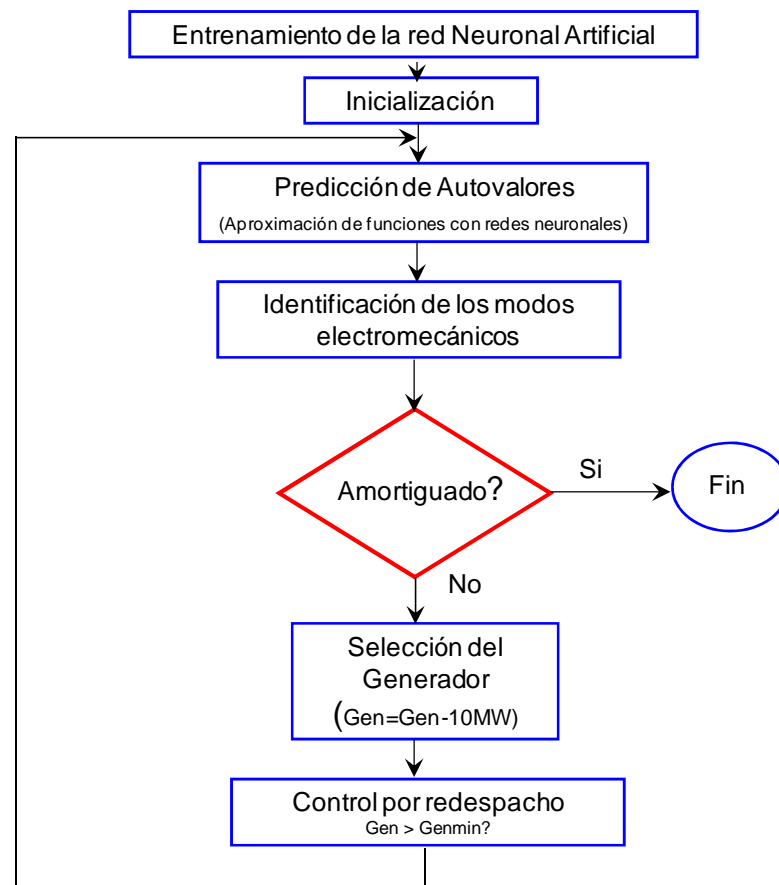


Figura 4.37: Flujograma de la metodología propuesta.

iv) Selección del generador: Para identificar el generador con mayor influencia sobre los modos de oscilación a amortiguar se disminuye 10MW a cada generador, y se aplica la red neuronal para calcular nuevamente los autovalores. Se comparan las partes reales y se selecciona qué generador hizo más negativa la parte real del autovalor más inestable o menos amortiguado. A modo de ejemplo, la figura 4.38 muestra el movimiento de un autovalor al

disminuir 50 MW la producción de los distintos generadores, observando que el generador 9 es el que más desplazamiento provoca en el autovalor [105].

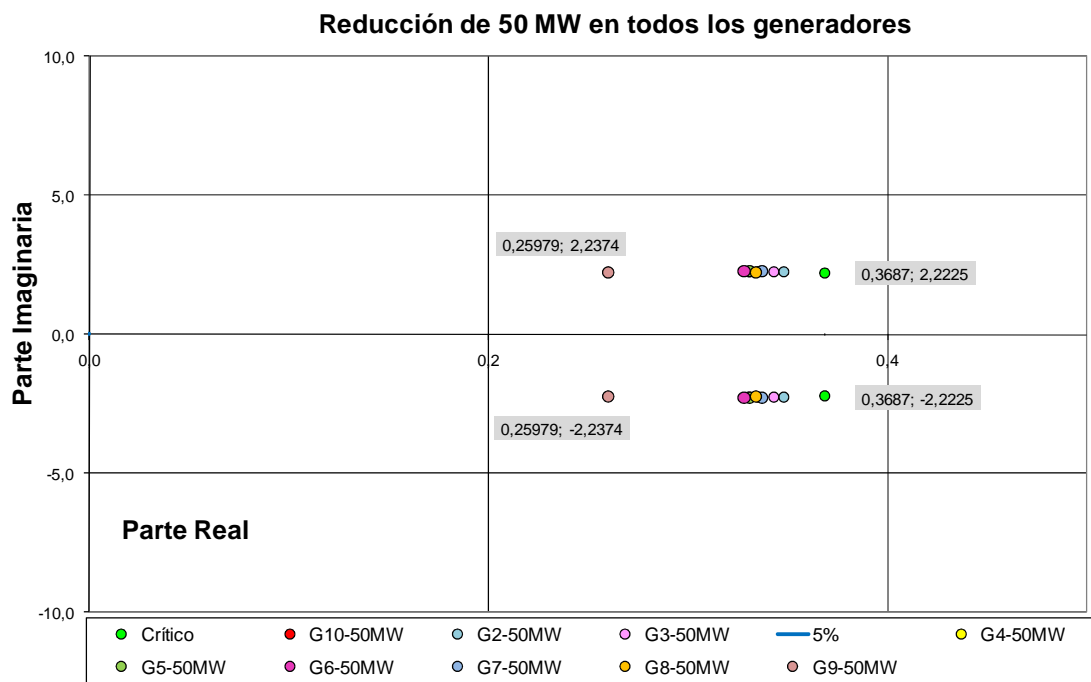


Figura 4.38: Sensibilidades de los generadores, caso inestable.

v) Control por redespacho: El generador con mayor participación decrece su producción en pasos de 10MW y se repite nuevamente el proceso, hasta desplazar a todos los autovalores a la zona con el amortiguamiento requerido.

A modo de ejemplo, el procedimiento anterior ha sido aplicado a tres casos correspondientes a una situación de carga valle y dos puntas, una de ellas inestable. La tabla 4.9 presenta el despacho inicial de generación en cada caso.

En el caso valle, el procedimiento reduce la generación en el nudo 30 en 180 MW, hasta alcanzar un punto amortiguado. En el caso punta estable la red predice los autovalores pero no realiza ninguna variación de los generadores porque el sistema es estable y amortiguado. En el caso inestable el procedimiento reduce la generación en el nudo 38 hasta alcanzar un sistema estable y después sigue reduciéndola hasta que el sistema es amortiguado, quedando el nudo 38 finalmente con una generación de 940 MW.

Las figuras 4.39, 4.40 y 4.41 muestran los autovalores finales en cada uno de los tres casos, obtenidos tanto mediante la red neuronal como a través del software PSS/E.

Nudo Gen	Valle		Punta estable		Punta inestable	
	P (MW)	Q (MVAR)	P (MW)	Q (MVAR)	P (MW)	Q (MVAR)
14-16-17 - WP	150	0	540	0	750	0
30-G10	300	106	1074	355	1141	572
31-G2	130	583	465	711	527	800
32-G3	165	155	591	292	722	453
33-G4	150	141	537	233	702	320
34-G5	110	160	394	217	564	266
35-G6	175	169	627	316	722	431
36-G7	180	60	644	173	822	268
37-G8	150	18	537	79	599	149
38-G9	230	10	823	149	1121	299
39 Oscil-G1	150	133	534	344	384	615

Tabla 4.9: Casos de prueba de la red neuronal.

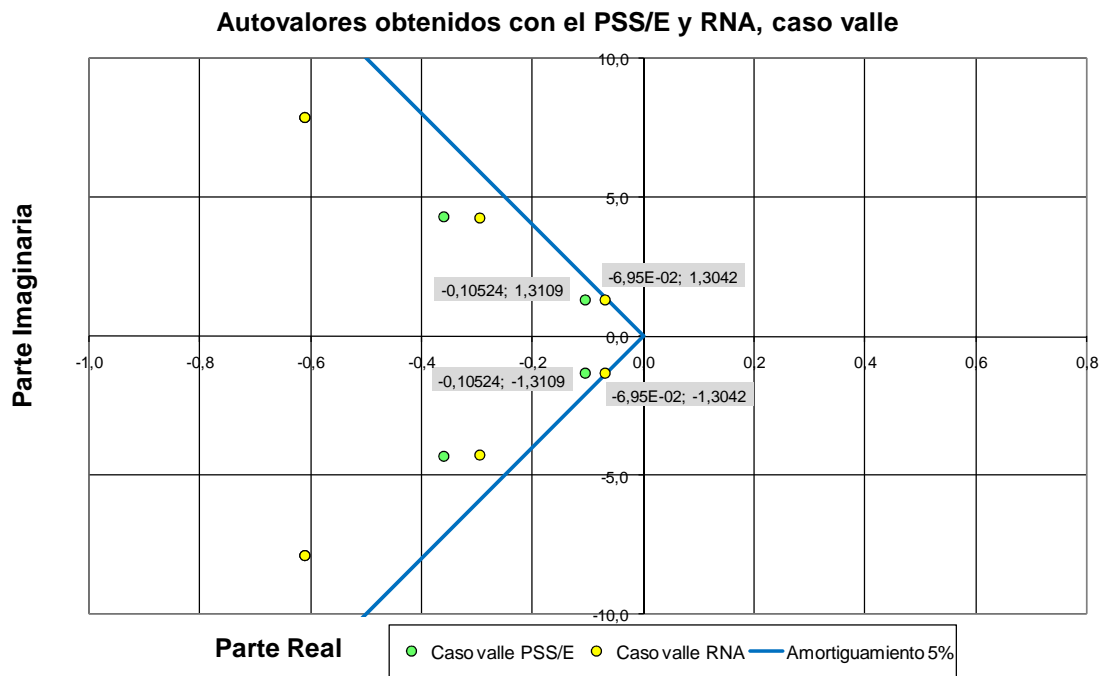


Figura 4.39: Comparación de la red neuronal con los datos reales, caso valle.

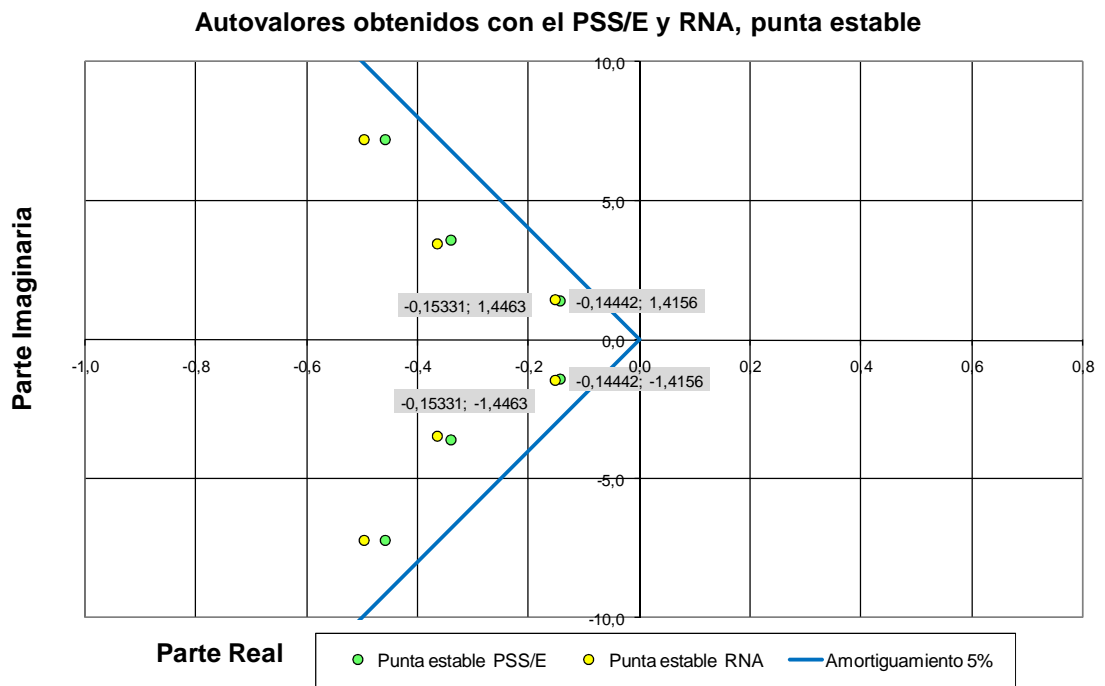


Figura 4.40: Comparación de la red neuronal con los datos reales, caso punta estable.

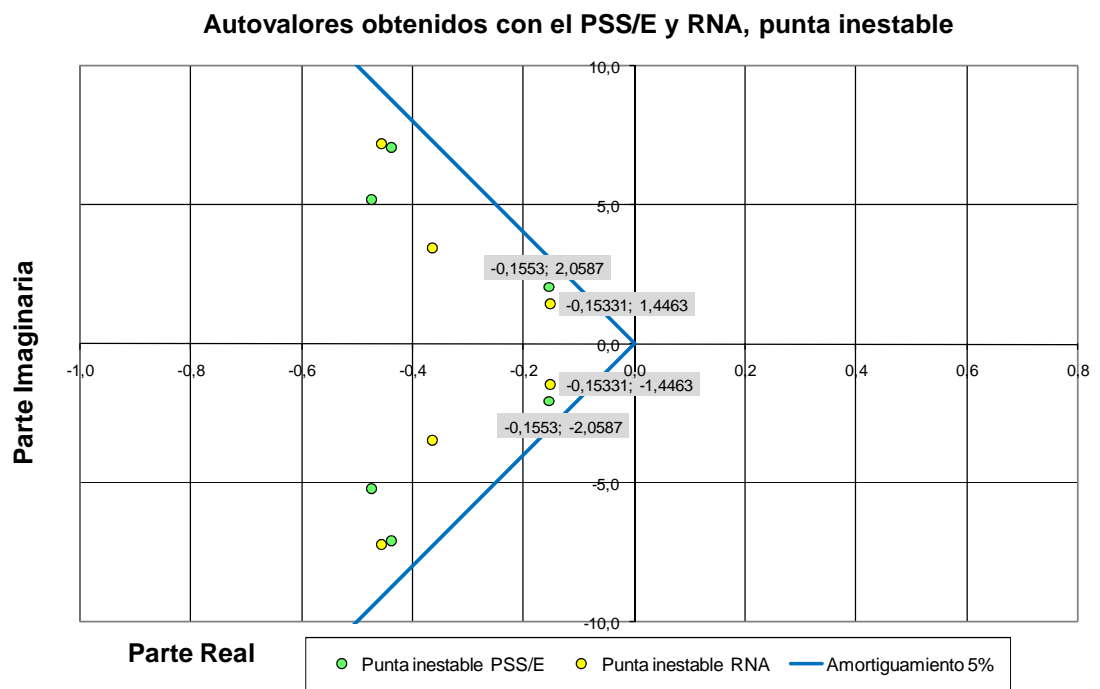


Figura 4.41: Comparación de la red neuronal con los datos reales, caso punta inestable.

5 Estabilidad de sistemas eléctricos mediante estabilizadores eólicos

Este capítulo propone un nuevo sistema de estabilización de sistemas eléctricos basado en la actuación sobre la potencia activa proporcionada por los parques eólicos. El objetivo del sistema propuesto es atenuar las oscilaciones electromecánicas del sistema eléctrico posteriores a una perturbación severa, por ejemplo un cortocircuito en la red de transporte. El sistema actúa en un rango amplio de frecuencias, pero está orientado principalmente a la atenuación de oscilaciones entre áreas. Para evaluar el funcionamiento del sistema propuesto, en este capítulo se muestran los resultados de su aplicación a la red de 39 nudos del sistema New England. El capítulo siguiente trata sobre su aplicación al sistema Eléctrico Peninsular Español.

5.1 Descripción del estabilizador eólico de sistemas eléctricos

El esquema de control propuesto está inspirado en los estabilizadores de potencia (PSS *Power System Stabilizer*) [43] de los generadores síncronos convencionales. El objetivo de estos estabilizadores es añadir al par electromagnético del generador síncrono una componente en fase con la desviación de velocidad y de sentido opuesto a ella. Esta componente del par contribuye a atenuar las oscilaciones electromecánicas del sistema. Dadas las características constructivas de los generadores síncronos, y en particular su sistema de excitación, entre la consigna de tensión en el devanado de campo y el par electromagnético existen funciones de transferencia relativamente complejas y con constantes de tiempo que entran en el margen de actuación de los fenómenos electromecánicos, lo que complica el diseño del estabilizador de potencia y obliga a la sintonización del mismo a determinadas frecuencias a las que se producen las oscilaciones que más interesa amortiguar.

En el caso de las turbinas de velocidad variable, el mecanismo de control de par permite desacoplar la regulación de potencia eléctrica de la velocidad del rotor. Usualmente, la referencia de par es proporcionada por el lazo de control de velocidad del aerogenerador y se utiliza para seguir el punto de operación al cual se obtiene la máxima potencia de viento, o para limitar la velocidad de las palas durante vientos fuertes. Por otro lado, el uso de convertidores electrónicos conmutados permite modificar el par electromagnético en un margen de tiempo corto en comparación con la escala temporal de los fenómenos electromecánicos. Ello es debido a las técnicas de modulación empleadas, que aplican

frecuencias de conmutación del orden de miles de Herzios. Gracias a ello, el par electromagnético en un aerogenerador de velocidad variable típico puede seguir una variación de la consigna de referencia en menos de un ciclo (20 ms). Esto es válido tanto para aerogeneradores asíncronos doblemente alimentados, donde el par electromagnético se controla a través de la componente i_{qr} de la corriente rotórica, impuesta por el convertidor del lado del rotor, como en generadores síncronos conectados a la red mediante convertidores en el estator [106]. Ambas circunstancias, el desacoplamiento entre par y velocidad por un lado y la rapidez del control del par por otro, permiten aplicar el concepto de estabilizador de potencia de una forma más directa.

El estabilizador eólico de sistemas eléctricos propuesto en este trabajo consiste en la adición a la potencia activa de referencia de una señal de control proporcional a la desviación de la frecuencia, tal como muestra la figura 5.1.

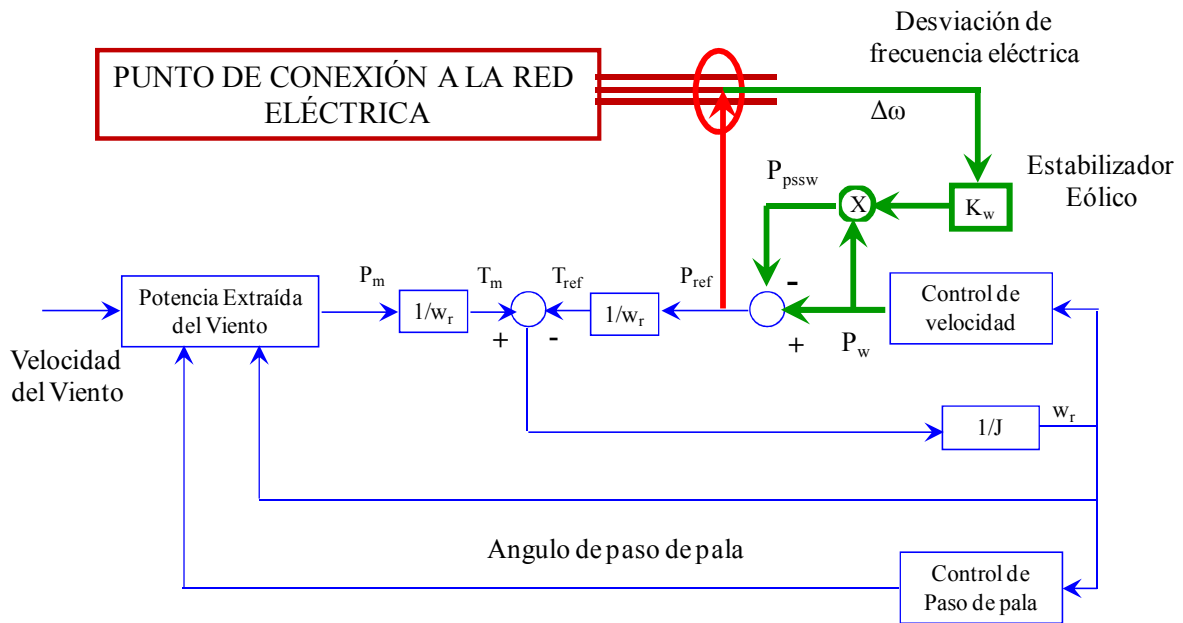


Figura 5.1: Modelo de control del aerogenerador.

La señal de control propuesta es:

$$P_{psw} = -\Delta\omega k_w P_w \quad (5.1)$$

Donde k_w es la ganancia del lazo de control y $\Delta\omega$ es la desviación de frecuencia eléctrica respecto a la frecuencia de referencia, en por unidad. Cabe señalar que, la señal de entrada al estabilizador es la frecuencia eléctrica y no la mecánica, puesto que, al contrario que en los generadores síncronos, ambas están desacopladas.

Como puede observarse, el control propuesto actúa sólo durante desviaciones de frecuencia producidas, por ejemplo, por oscilaciones electromecánicas transitorias. Durante la operación normal, cuando la desviación de frecuencia es cero, la señal de control P_{pssw} también es cero. La potencia activa P_{ref} vertida por el generador a la red queda:

$$P_{ref} = P_w (1 - \Delta\omega k_w) \quad (5.2)$$

Donde P_w es la salida del regulador de velocidad. De esta forma cada parque participa en el control de potencia proporcionalmente a su producción: si la producción de un parque es baja porque recibe poco viento, también será menor su contribución al control de potencia. Como puede observarse, esta estrategia de control utiliza solo variables locales, por lo que no depende de ningún sistema de comunicación.

5.2 Ejecución práctica

La aplicación del estabilizador propuesto en los aerogeneradores de velocidad variable repercutiría tanto sobre el funcionamiento de los propios aerogeneradores como sobre la operación del sistema eléctrico. En esta sección se abordan los efectos principales sobre unos y otro, con el fin de evaluar la viabilidad del estabilizador.

5.2.1 Repercusión sobre los aerogeneradores

Por debajo de la velocidad nominal del viento, los generadores operan en un punto de funcionamiento que maximiza su producción de energía en función del viento incidente. La principal objeción que puede oponerse a la ejecución del sistema propuesto se refiere a la operación del aerogenerador fuera de este punto.

El sistema de control propuesto exige que, ante desviaciones de la frecuencia, los generadores operen de forma transitoria por encima o por debajo de este punto de funcionamiento óptimo.

La regulación de la producción hacia abajo es sencilla, pero la regulación hacia arriba no puede mantenerse indefinidamente porque el viento incidente impone un límite de producción.

A este respecto, conviene recordar que la mayoría de las perturbaciones severas en la red eléctrica son provocadas por cortocircuitos. Cuando se produce un cortocircuito en la red de

transporte, la frecuencia eléctrica sufre inicialmente un incremento, debido a la aceleración de las máquinas síncronas que ven limitada durante la falta su aportación de potencia activa. Ello hace que, inicialmente se requiera por parte de los aerogeneradores una reducción de su producción.

Durante el semiciclo de la oscilación electromecánica en el que se reduce la producción del aerogenerador, la energía sobrante se almacena en forma de energía cinética en el rotor, incrementando ligeramente la velocidad de las palas. Durante el semiciclo posterior en el que es necesario aumentar la producción del aerogenerador, la energía vuelve a extraerse de la energía cinética del rotor. Por tanto, en estos casos el requerimiento de energía de reserva para realizar el control es nulo.

5.2.2 Repercusión sobre el sistema eléctrico

Dado que el estabilizador eólico propuesto varía la producción en función de la frecuencia, cualquier aerogenerador que lo ejecute participa automáticamente en la regulación primaria del sistema. Si bien el objetivo del control propuesto es el amortiguamiento de las oscilaciones electromecánicas después de una perturbación, la repercusión sobre la regulación primaria debe ser considerada.

El estatismo de un generador se define como la relación entre la variación de frecuencia y la variación de la potencia generada, ambos en valores por unidad, una vez actúa la regulación primaria. Considerando la ecuación (5.1), puede deducirse que un aerogenerador con el estabilizador eólico de sistemas eléctricos opera con un estatismo $R=1/K$. El margen de ganancias K estudiado en este trabajo, entre 30 y 120, se traduce por tanto en un estatismo entre el 3.33% y el 0.83% respectivamente, que queda dentro o ligeramente por debajo del margen típico de valores empleados en centrales convencionales.

Sin embargo, para que el sistema de control propuesto asegurase una contribución efectiva a la regulación primaria de frecuencia en el sentido de subir la potencia generada, sería necesario proveer a los parques con una reserva suficiente para su mantenimiento durante, al menos, 15 minutos [107]. Aunque la participación de los parques eólicos en el servicio complementario de regulación primaria queda fuera del objetivo de esta tesis, cabe señalar que para que los parques eólicos aportasen esta reserva sería necesario mantener la

producción eólica en condiciones normales por debajo de la producción máxima, o bien emplear un sistema de almacenamiento de energía tal como pilas de combustible [108].

Por tanto, el estabilizador eólico propuesto, diseñado para amortiguar las oscilaciones electromecánicas ante cortocircuitos, es incapaz de responder a una reducción persistente de la frecuencia producida por un desequilibrio entre generación y consumo.

5.3 Aplicación al sistema de 39 nudos de New England

El sistema de 39 nudos de New England ha sido seleccionado para probar el estabilizador eólico debido a que es un caso bien conocido en el mundo académico, suficientemente extenso para representar un sistema de cierta complejidad y suficientemente reducido para facilitar la interpretación de los resultados.

Al igual que en el capítulo anterior, al sistema de New England original se han añadido tres parques eólicos de velocidad variable en los nudos 14, 16 y 17, como muestra la figura 5.2. Cada parque ha sido equipado con el estabilizador eólico de sistemas eléctricos propuesto en este capítulo. La potencia instalada de cada parque, que puede representar la agregación de varios parques de tamaño menor, es 250 MW.

Como la producción total en el sistema es 6225 MW, la penetración eólica es un 12%. La producción del generador 10, que representa otra área vecina, ha sido reducida para acomodar la generación eólica.

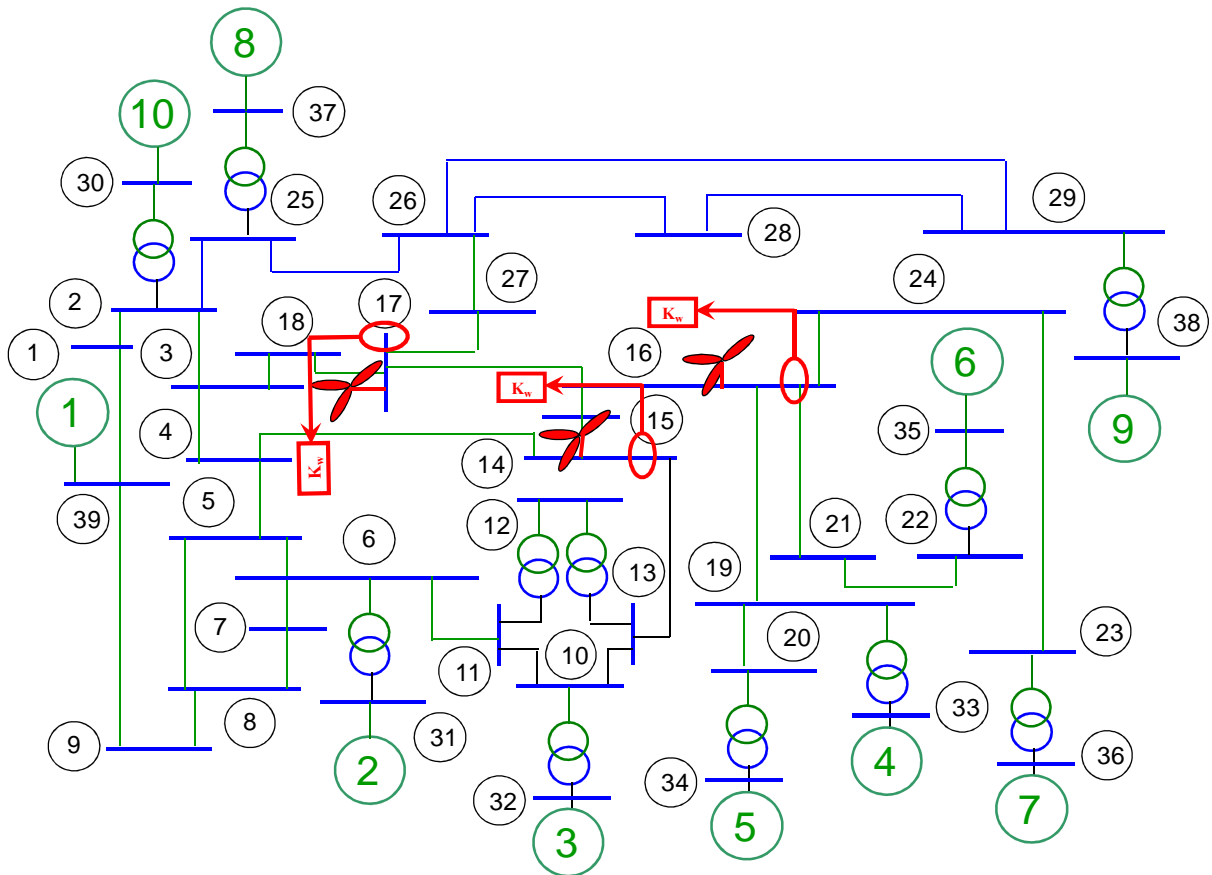


Figura 5.2: Sistema de New England con estabilizadores eólicos.

Los parques eólicos han sido modelados en PSS/E como elementos que imponen una inyección de potencia determinada, independiente de la tensión, según el modelo descrito en el capítulo 3. En caso de caída significativa de la tensión por ejemplo durante un cortocircuito, la corriente de salida es limitada a un valor máximo fijado en el 110% de la corriente nominal. Los transitorios electromagnéticos en los aerogeneradores han sido despreciados, como es habitual en simulaciones de estabilidad transitoria. Los lazos de control de la potencia activa y reactiva han sido considerados infinitamente rápidos, porque su escala de tiempo es muy pequeña comparada con la escala de las oscilaciones electromecánicas [109,110].

Por lo que se refiere al control de tensión, los parques modelados aplican una referencia de potencia reactiva nula, es decir un factor de potencia unitario. Aunque se podrían utilizar estrategias de control alternativas, tales como la imposición de un factor de potencia distinto de 1, o el control de tensión en el nudo de conexión, no hay motivo para suponer que tendrían efectos significativos en el resultado de este estudio [111,112].

Por último, con el fin de reflejar la normativa de conexión de parques eólicos al sistema eléctrico peninsular español, cada aerogenerador está asociado a una protección de mínima tensión con retardo de acuerdo con el procedimiento de operación 12.3. Es decir, cada uno de los parques cumple con la curva de tensión-tiempo de dicho procedimiento representada en la figura 5.3, y se desconecta si la tensión está por debajo de dicha curva.

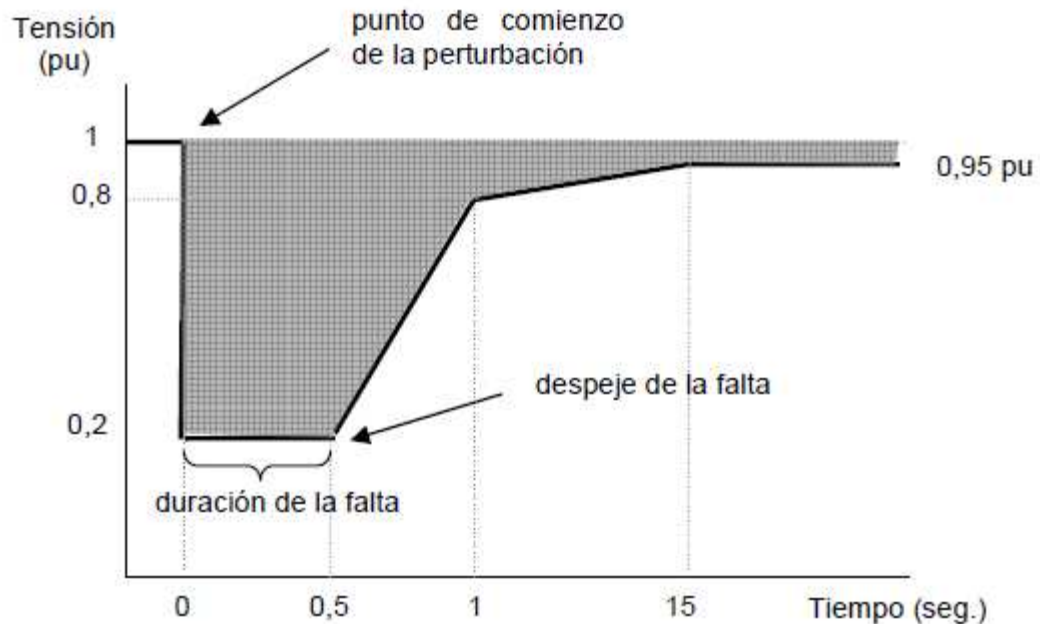


Figura 5.3: Curva tensión-tiempo admisible en el punto de conexión.

El efecto del estabilizador eólico ha sido analizado mediante un estudio de pequeña señal (estabilidad oscilatoria) y otro de gran señal (estabilidad transitoria). El estudio de pequeña señal analiza el efecto sobre los autovalores del sistema, mientras el estudio de estabilidad transitoria analiza el efecto sobre la estabilidad del sistema ante varias perturbaciones severas. Ambos estudios han sido aplicados sobre dos condiciones del sistema: una suficientemente amortiguada y otra poco amortiguada.

5.4 Análisis de pequeña señal

Para el estudio de estabilidad de pequeña señal en el sistema New England, se aplica el método de análisis modal, partiendo de un caso base. La figura 5.4 muestra los autovalores del sistema sin estabilizador eólico para esta condición que es inestable y a partir de este caso se obtienen las dos nuevas condiciones.

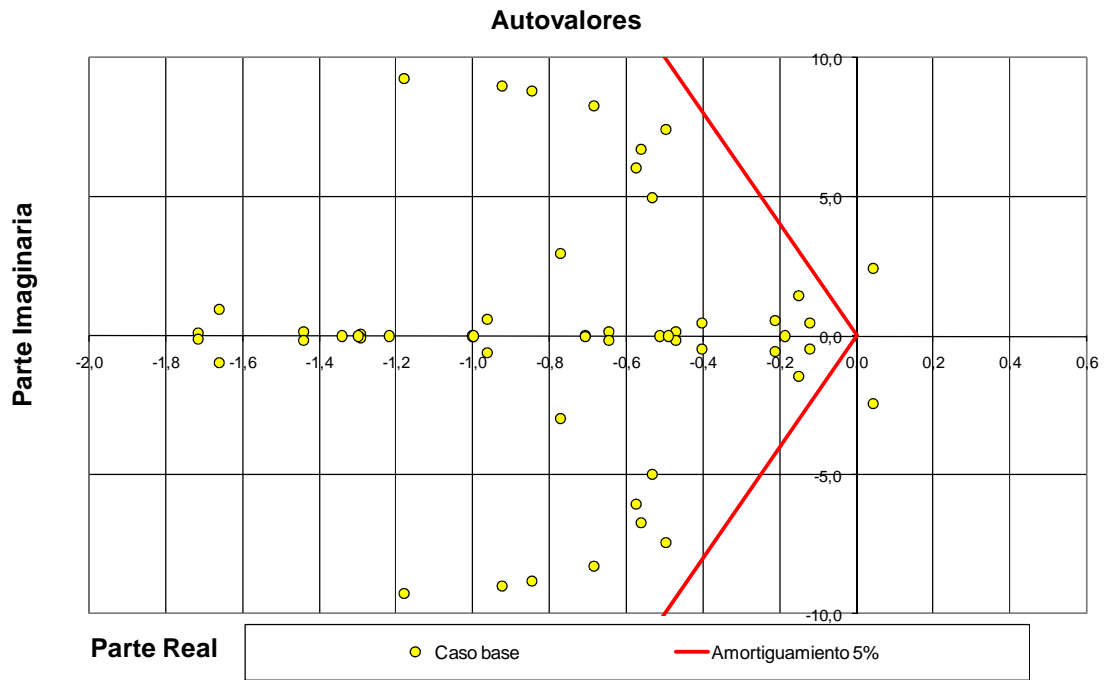


Figura 5.4: Sistema sin estabilizadores eólicos, caso base.

1) Condición amortiguada

A partir del caso base, se modifica la carga del sistema aplicando la metodología del capítulo anterior hasta alcanzar una posición estable y amortiguada cuyos autovalores muestra la figura 5.5.

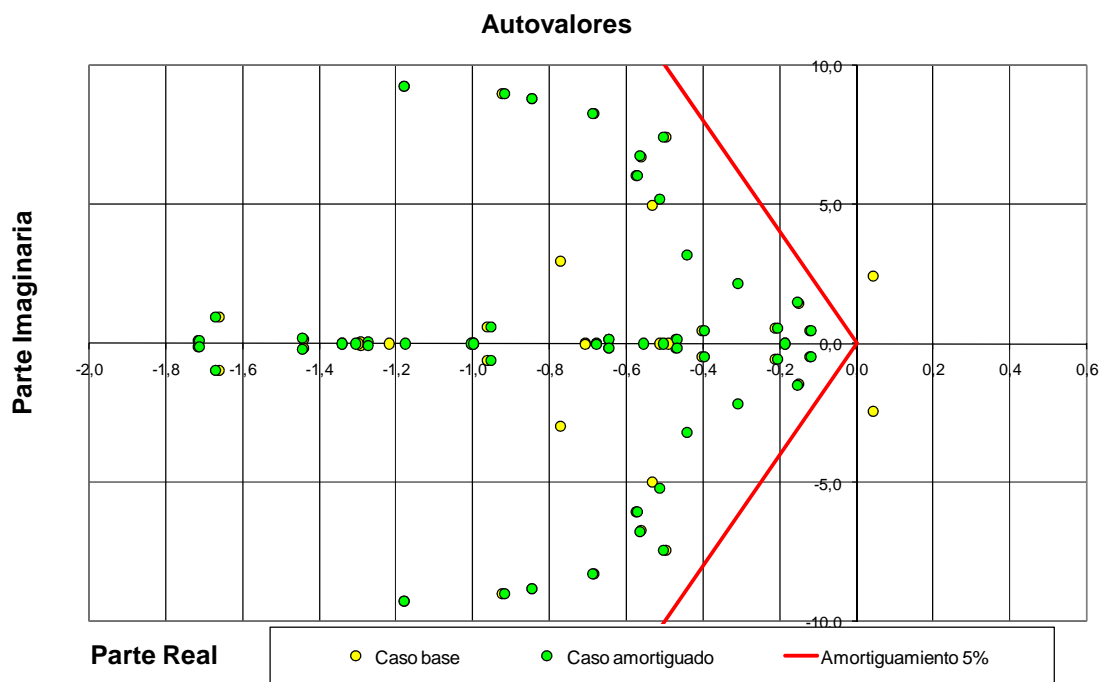


Figura 5.5: Sistema sin estabilizadores eólicos, caso amortiguado.

La figura 5.6 presenta el movimiento de los autovalores como consecuencia de la aplicación del estabilizador eólico con distintas ganancias. Como puede observarse, el estabilizador provoca un desplazamiento hacia posiciones más amortiguadas de los autovalores más sensibles.

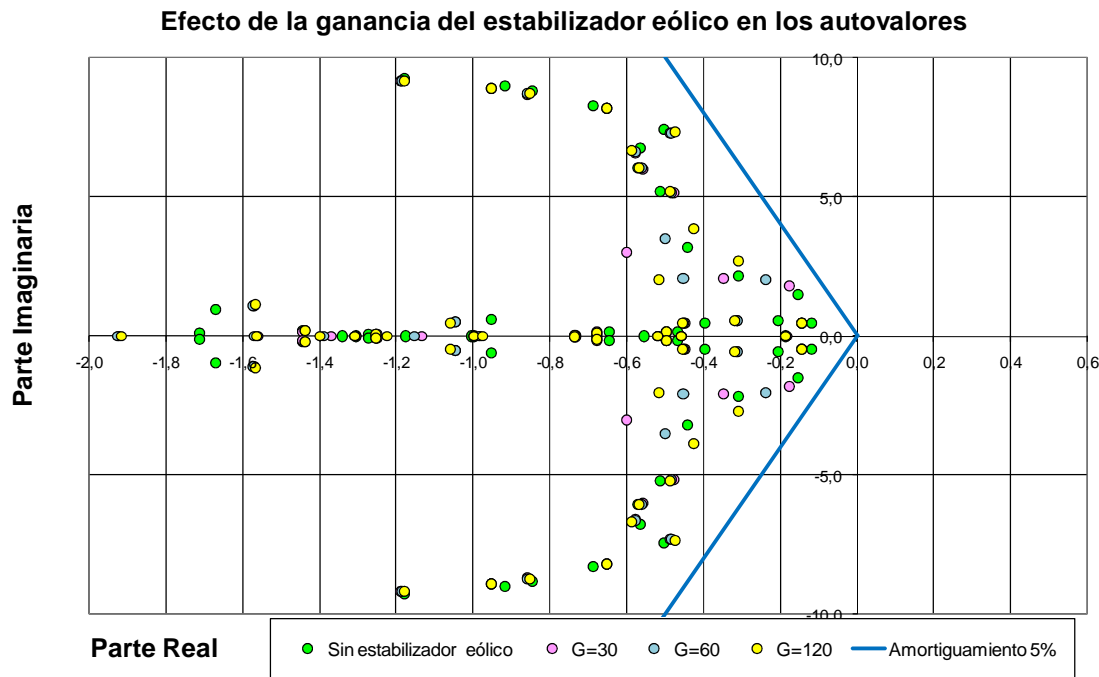


Figura 5.6: Efecto del estabilizador eólico en los autovalores, caso amortiguado.

La figura 5.7 presenta la trayectoria de un autovalor especialmente interesante por su proximidad al eje de ordenadas, conforme se aumenta la ganancia del estabilizador eólico.

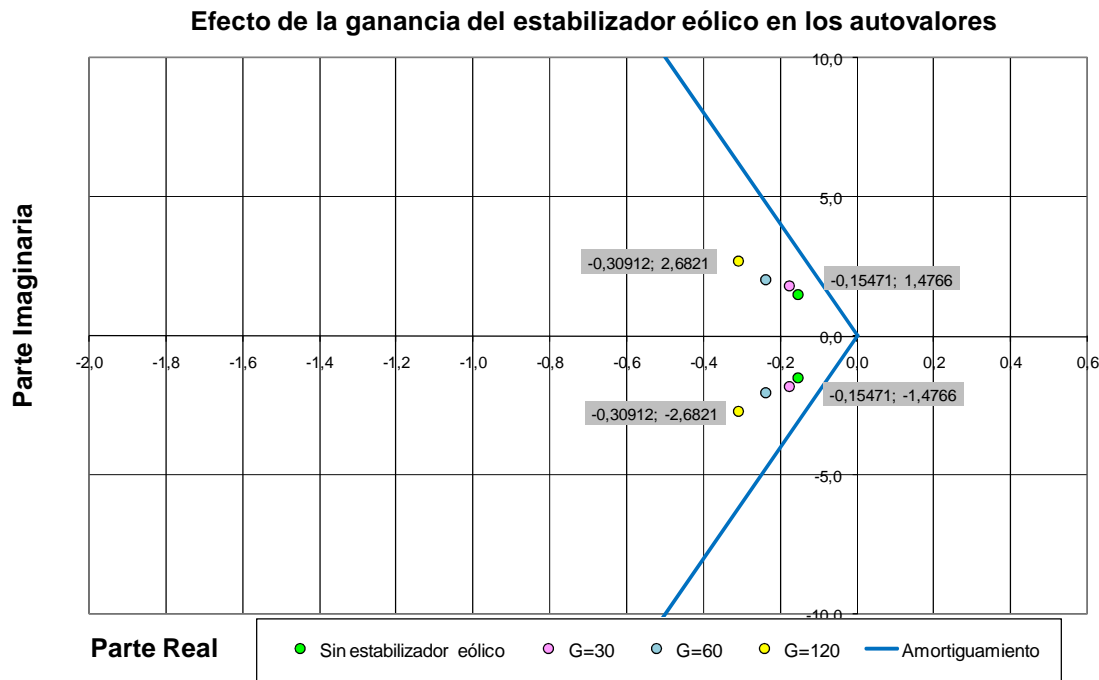


Figura 5.7: Efecto del estabilizador eólico en un autovalor, caso amortiguado.

2) Condición poco amortiguada

A partir del caso base, se modifica la carga del sistema hasta alcanzar una posición estable pero poco amortiguada cuyos autovalores muestra la figura 5.8.

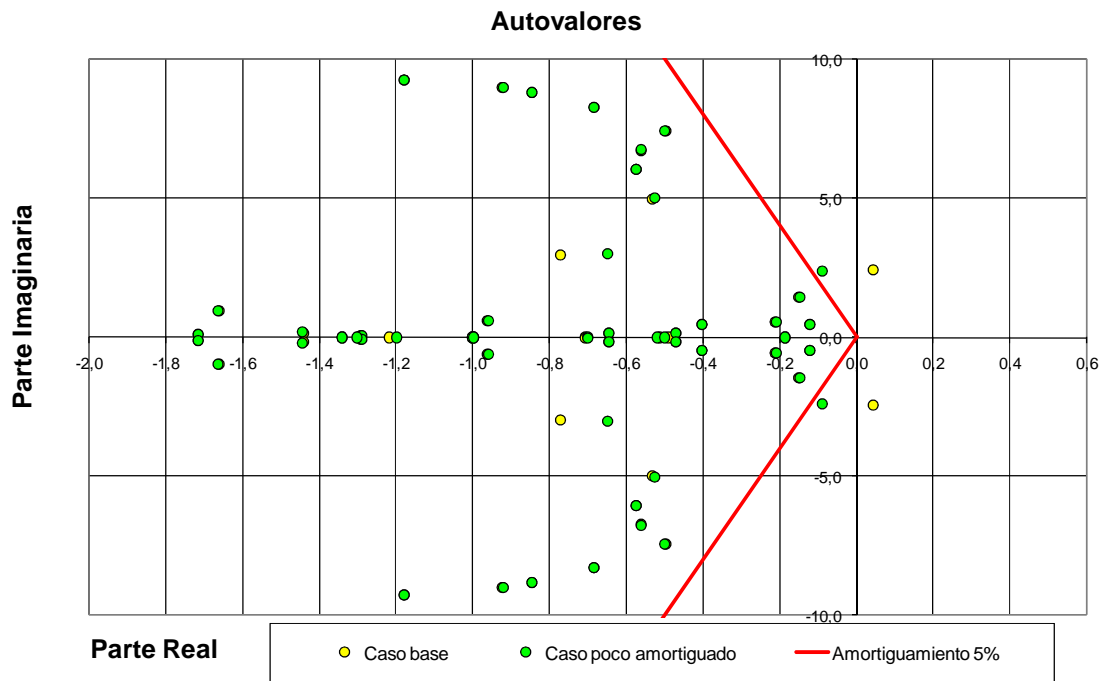


Figura 5.8: Sistema sin estabilizadores eólicos, caso poco amortiguado.

La figura 5.9 presenta el efecto en los autovalores de la aplicación del estabilizador eólico con distintas ganancias. Como puede observarse, el estabilizador provoca de nuevo un movimiento de los autovalores hacia posiciones más amortiguadas.

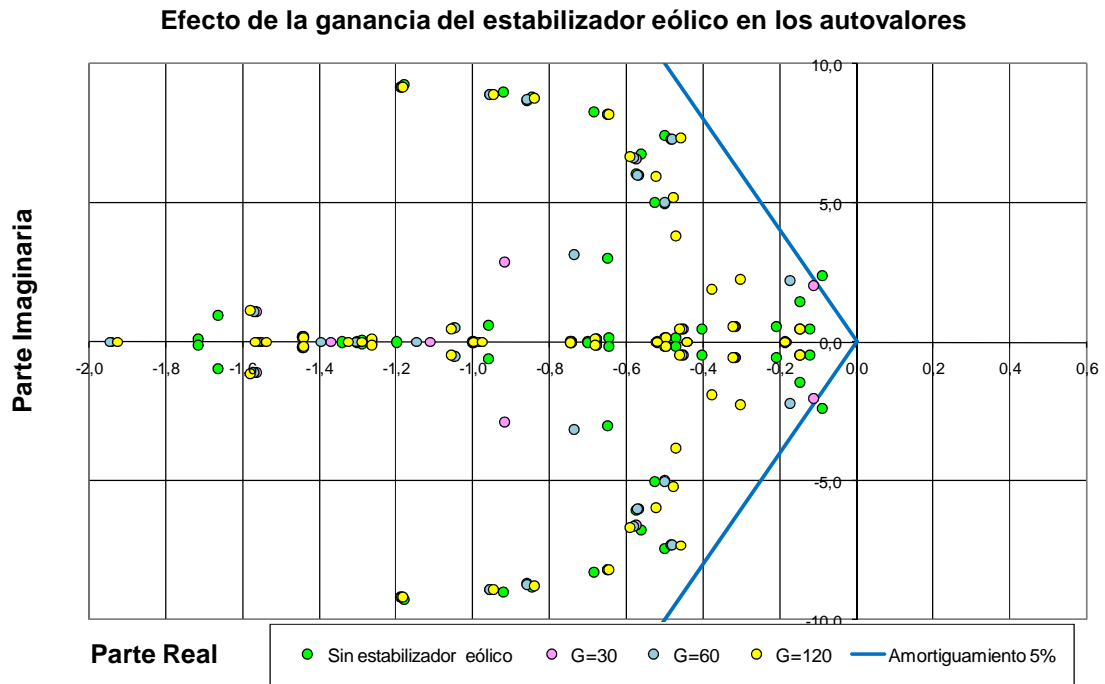


Figura 5.9: Efecto del estabilizador eólico en los autovalores, caso poco amortiguado.

La figura 5.10 presenta la trayectoria de un autovalor especialmente interesante por su proximidad al eje de ordenadas conforme se aumenta la ganancia del estabilizador eólico.

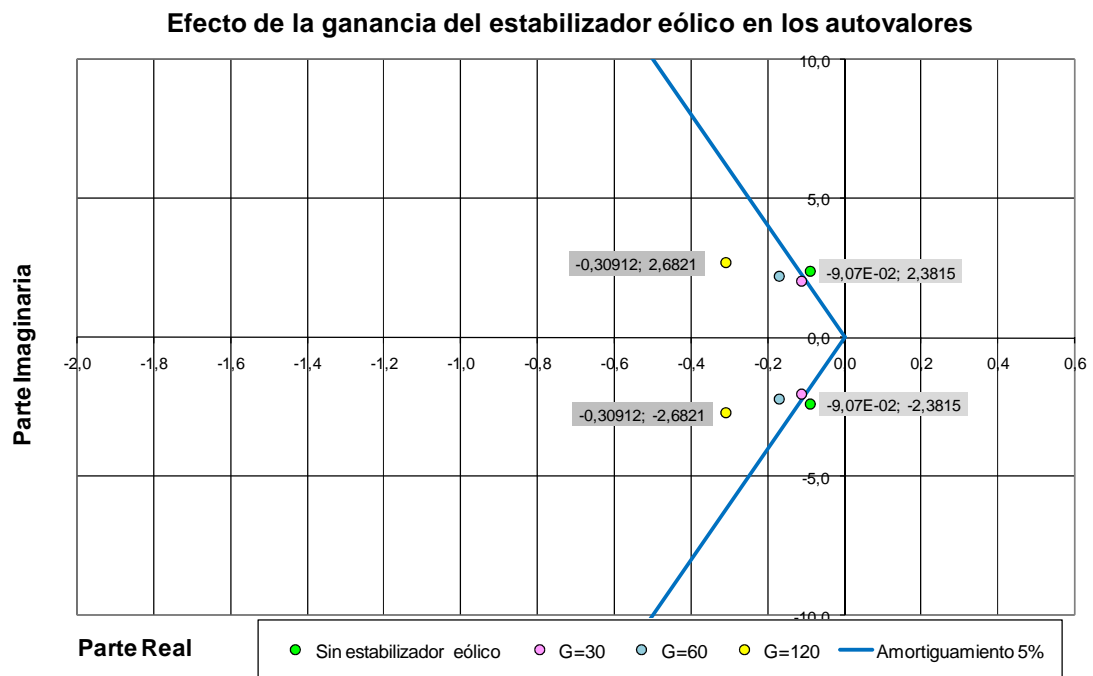


Figura 5.10: Efecto del estabilizador eólico en un autovalor, caso poco amortiguado.

Como puede observarse, en ambos casos el análisis de los autovalores pone de manifiesto el efecto estabilizador del sistema propuesto en estudios de pequeña señal.

5.5 Estudio de estabilidad transitoria

Con el fin de evaluar el efecto del estabilizador eólico sobre la estabilidad transitoria del sistema, las siguientes perturbaciones han sido analizadas:

- 1) Falta franca trifásica en el nudo 4, con una duración de 150 ms
- 2) Falta franca trifásica, en el nudo 24 con duración de 150 ms

La localización de las faltas ha sido elegida de forma que la primera se sitúe en un nudo cercano a la línea de enlace con el área vecina (representada por el generador 1), y la segunda en un nudo alejado.

Para estudiar el efecto del estabilizador eólico, se ha aplicado un procedimiento de análisis modal por aproximación de mínimos cuadrados a la trayectoria de varias variables del sistema.

El análisis modal aplicado es el descrito en el capítulo 2 y consiste en la descomposición de la variable analizada en varias ecuaciones de la forma (2.79) donde los parámetros de la ecuación se ajustan por mínimos cuadrados.

Cada función corresponde a un modo de oscilación en el que la frecuencia queda definida por ω y el amortiguamiento puede calcularse mediante la ecuación (2.15).

A modo de ejemplo, la tabla 5.1 muestra las 13 componentes obtenidas de la descomposición modal de una de las funciones analizadas, el flujo de potencia por la línea 39-9 en una de las simulaciones. La figura 5.11 muestra la función original y las cuatro componentes dominantes 1, 2, 4 y 9.

Componente	COMPONENTES MODALES			
	Parte Real	Parte Imaginaria	Frecuencia	Amortiguamiento
1	-0,91190	2,48346	0,39525	0,34469
2	-0,44667	3,07186	0,48890	0,14390
3	-0,03211	0,00000	0,00000	1,00000
4	-0,52987	5,02476	0,79972	0,10487
5	-0,40033	7,67926	1,22219	0,05206
6	-0,83274	9,47877	1,50859	0,08752
7	-0,93156	11,88370	1,89135	0,07815
8	-0,77438	13,43270	2,13788	0,05755
9	0,21832	5,35230	0,85185	-0,04076
10	-1,66853	20,50570	3,26358	0,08110
11	-1,30813	17,90280	2,84932	0,07287
12	-1,36932	23,64520	3,76325	0,05781
13	-1,36932	23,64520	3,76325	0,05781
14	-0,38345	15,61000	2,48441	0,02456

Tabla 5.1: Ejemplo de descomposición modal.

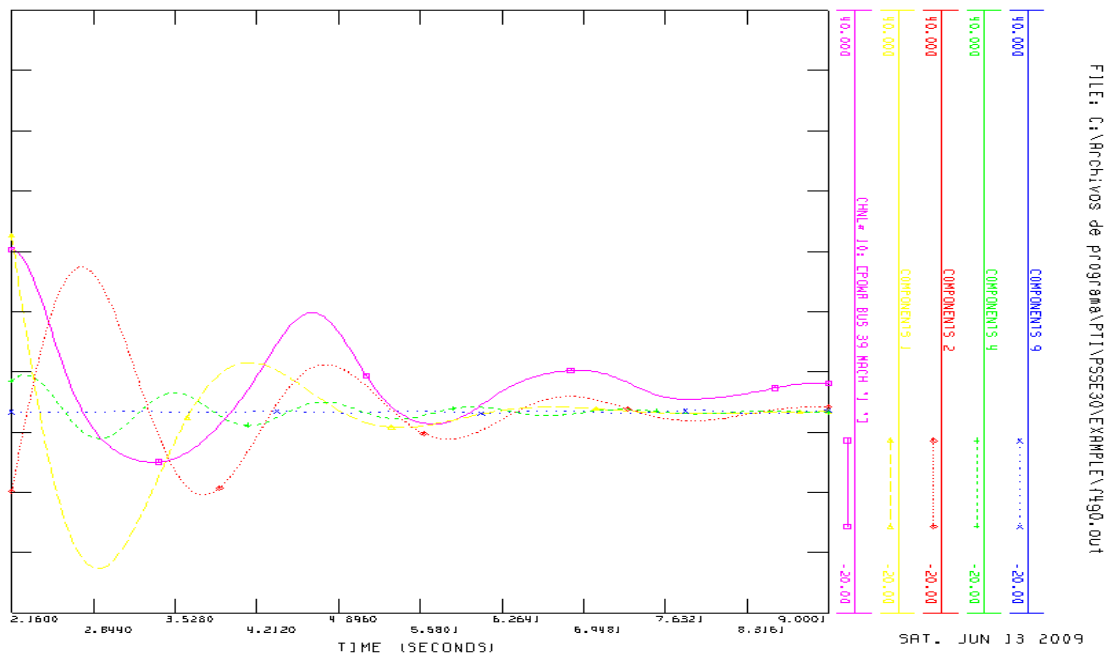


Figura 5.11: Flujo entre áreas, componentes modales 1, 2, 4 y 9.

Las figuras 5.12 y 5.13 presentan el resto de componentes modales del flujo de potencia activa entre áreas. Como puede observarse, su amplitud es muy pequeña en comparación con las componentes anteriores, hasta el punto que apenas se aprecia sobre la gráfica

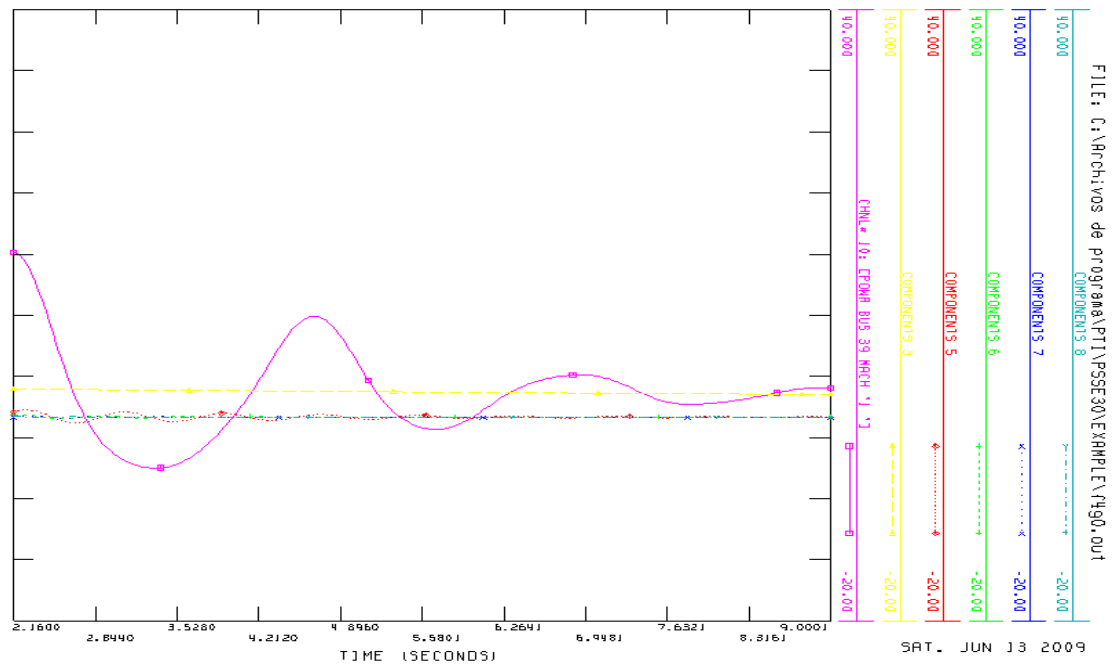


Figura 5.12: Flujo entre áreas, componentes modales 3, 5, 6, 7 y 8.

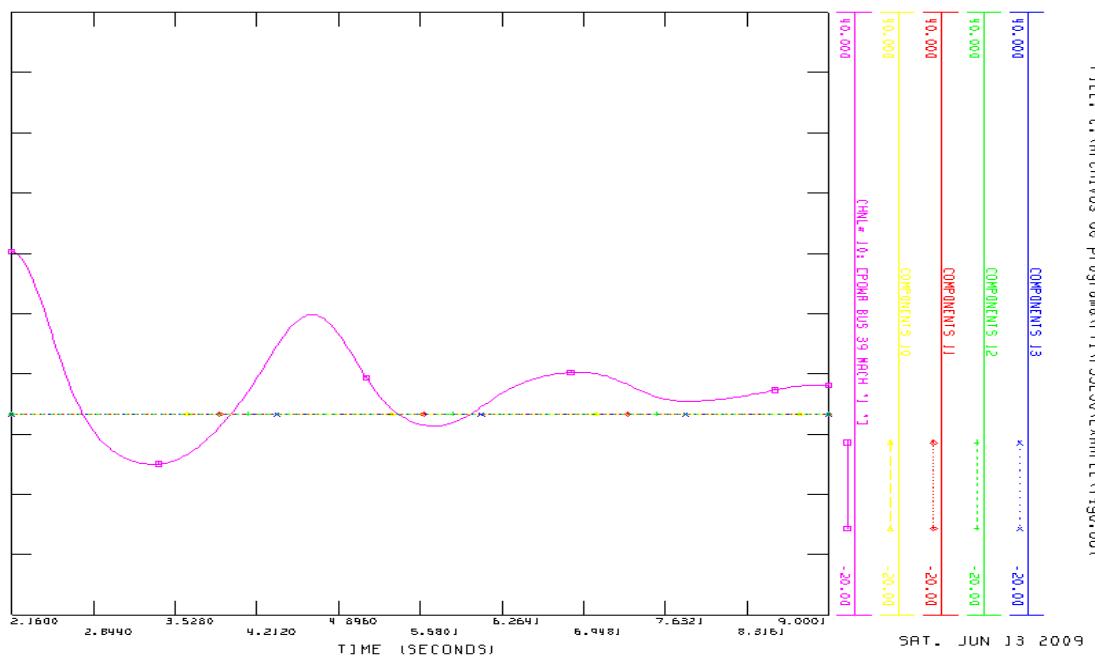


Figura 5.13: Flujo entre áreas, componentes modales 10, 11, 12, y 13.

5.5.1 Falta en el nudo 4, caso amortiguado.

Esta sección muestra el efecto del estabilizador eólico al producirse un cortocircuito franco trifásico en el nudo 4, como indica la figura 5.14, en el caso poco amortiguado. El cortocircuito tiene una duración de 150 ms, y la topología de la red antes y después de la falta es la misma.

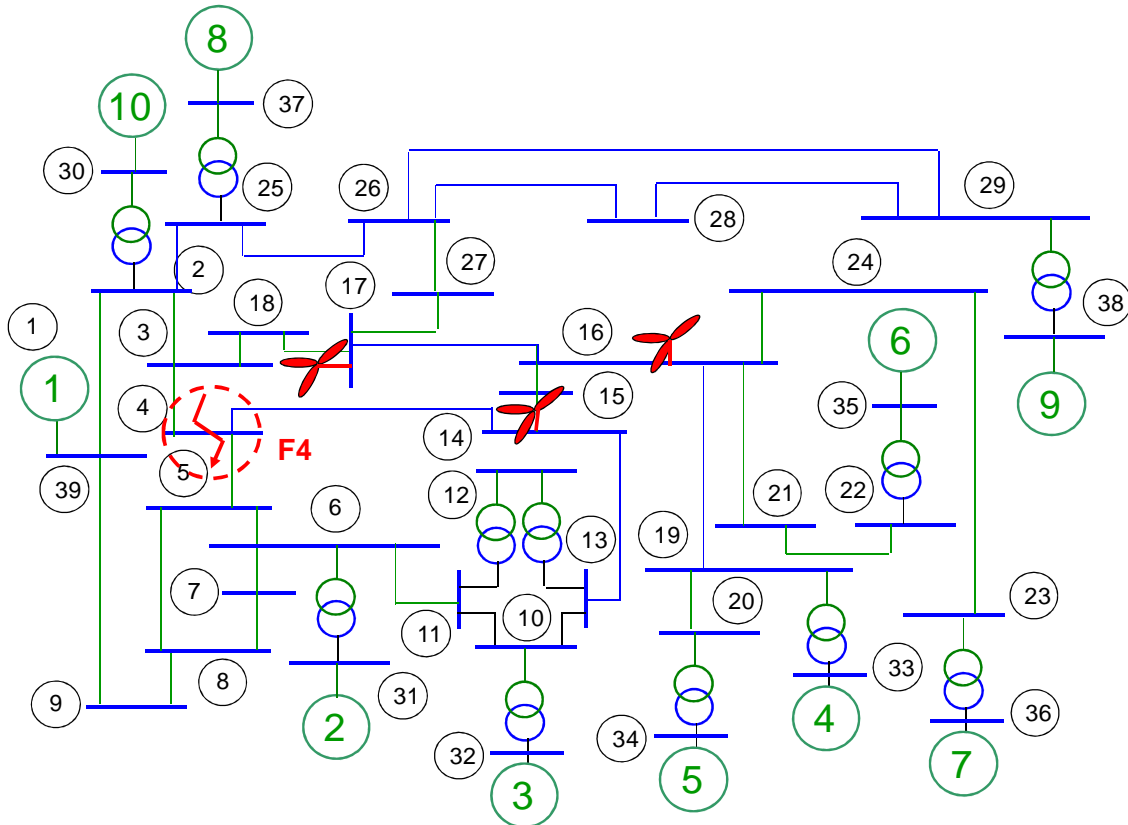


Figura 5.14: Sistema de New England, falta en el nudo 4.

La figura 5.15 representa el flujo de potencia activa entre el sistema de New England y el área vecina representada por el generador 1 cuando no se aplica el estabilizador eólico de sistemas eléctricos. Como puede observarse, el flujo de potencia entre áreas presenta una fuerte oscilación en los segundos posteriores al fallo, como consecuencia de las oscilaciones electromecánicas entre las máquinas del sistema de New England y las del área vecina. El periodo de esta oscilación es aproximadamente 2.1 segundos, y su frecuencia es por tanto unos 0.48 Hz, que está dentro del margen típico de frecuencias de oscilación entre áreas.

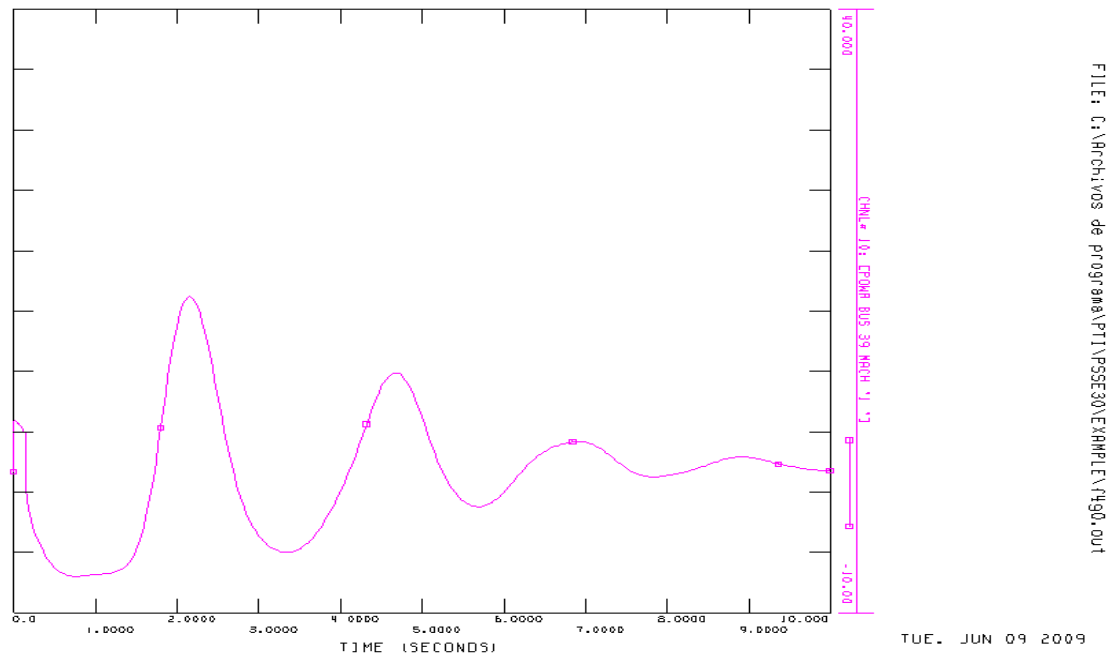


Figura 5.15: Sistema sin estabilizador eólico: flujo de potencia entre áreas.

La figura 5.16 presenta la producción de potencia activa de los tres parques eólicos cuando no se aplica el estabilizador eólico. La producción de los tres parques eólicos permanece básicamente constante, porque la potencia activa de referencia en los parques eólicos es independiente de las condiciones de la red.

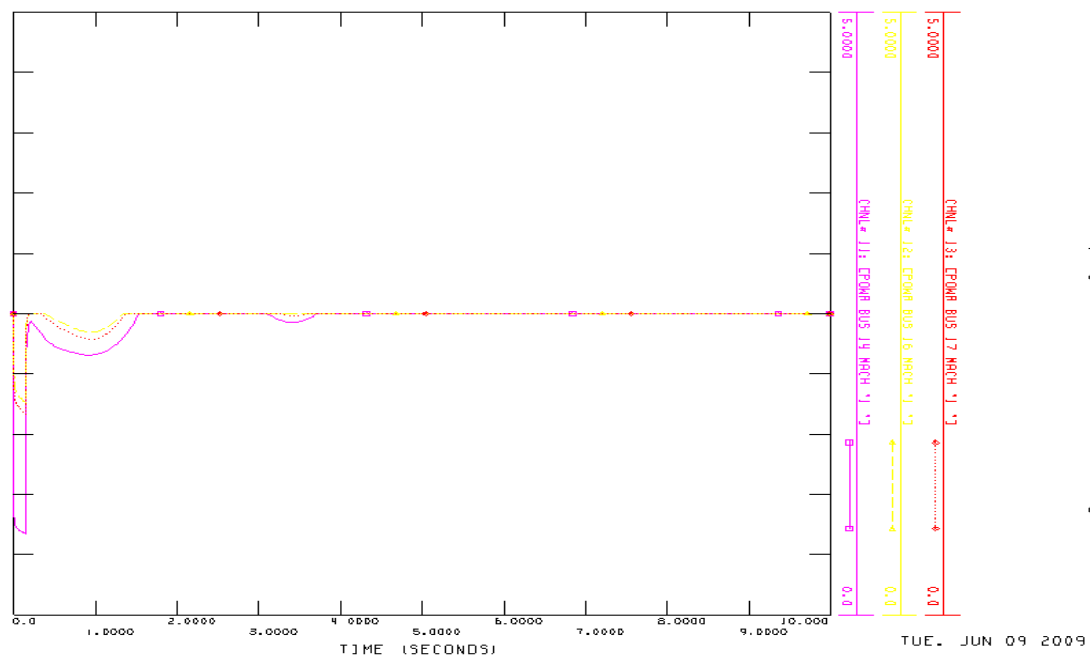


Figura 5.16: Sistema sin estabilizador eólico: potencia de salida en los parques eólicos.

Sólo durante un segundo aproximadamente, al producirse la falta e inmediatamente después, la potencia activa decrece ligeramente. La razón es que la disminución de la tensión provoca que se alcance el límite de corriente en los convertidores electrónicos. La figura 5.17 muestra

la evolución de la tensión en los parques eólicos. Como puede observarse comparando ambas figuras, la reducción de la potencia generada coincide con los puntos de tensión más baja.

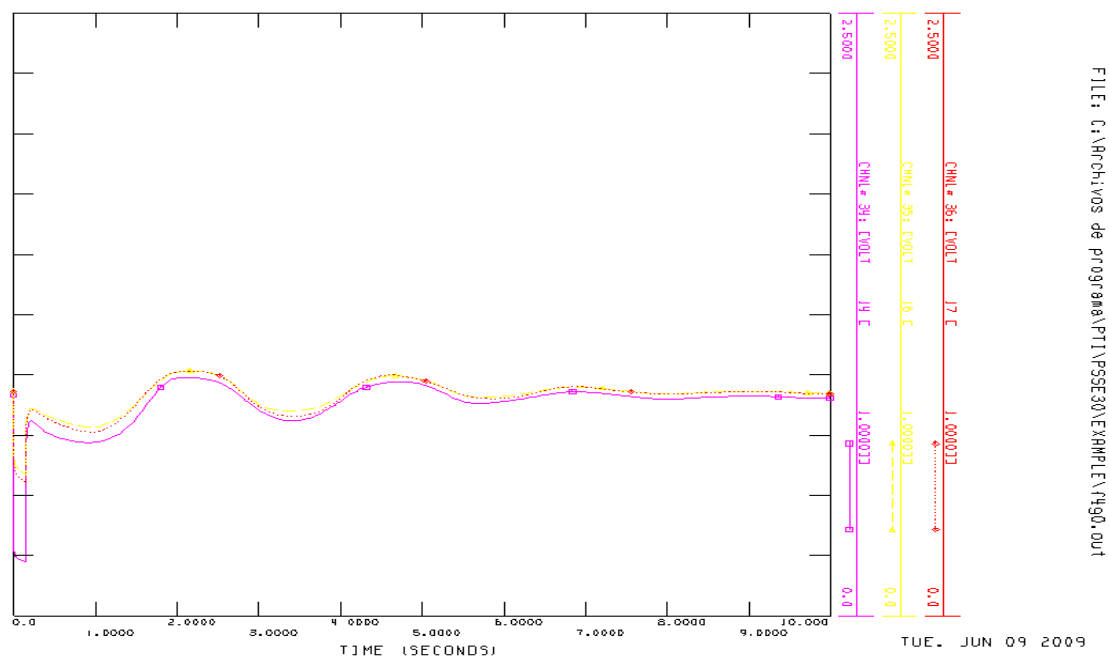


Figura 5.17: Sistema sin estabilizador eólico: tensión de salida en los parques eólicos.

Las figuras 5.18 a 5.20 representan la producción de potencia activa de los tres parques eólicos correspondientes a ganancias 30, 60 y 120 del estabilizador eólico respectivamente. Puede observarse que, conforme aumenta la ganancia del estabilizador eólico, aumenta la contribución de los parques al amortiguamiento de las oscilaciones a través de su variación de potencia de salida después del fallo.

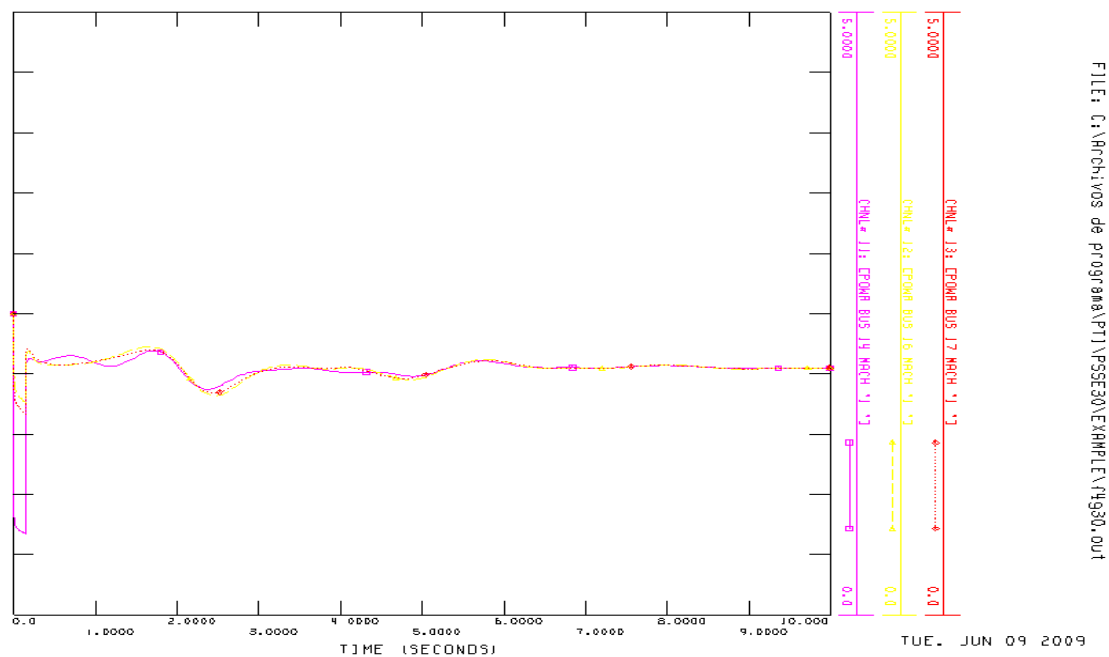


Figura 5.18: Estabilizador con ganancia 30: potencia de salida en los parques eólicos.

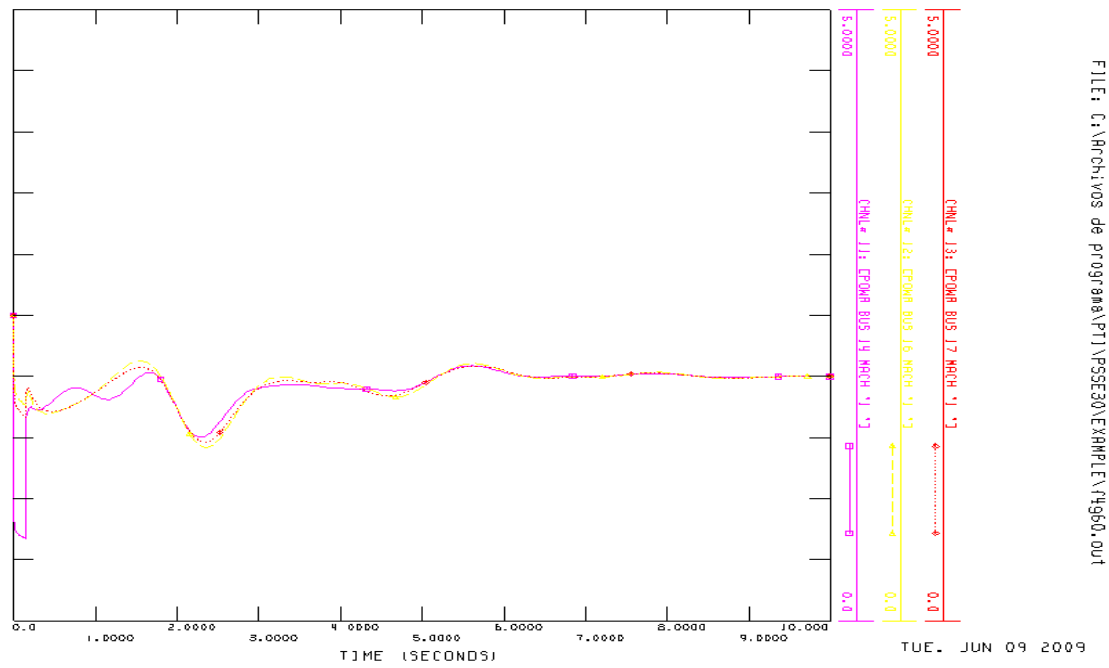


Figura 5.19: Estabilizador con ganancia 60: potencia de salida en los parques eólicos.

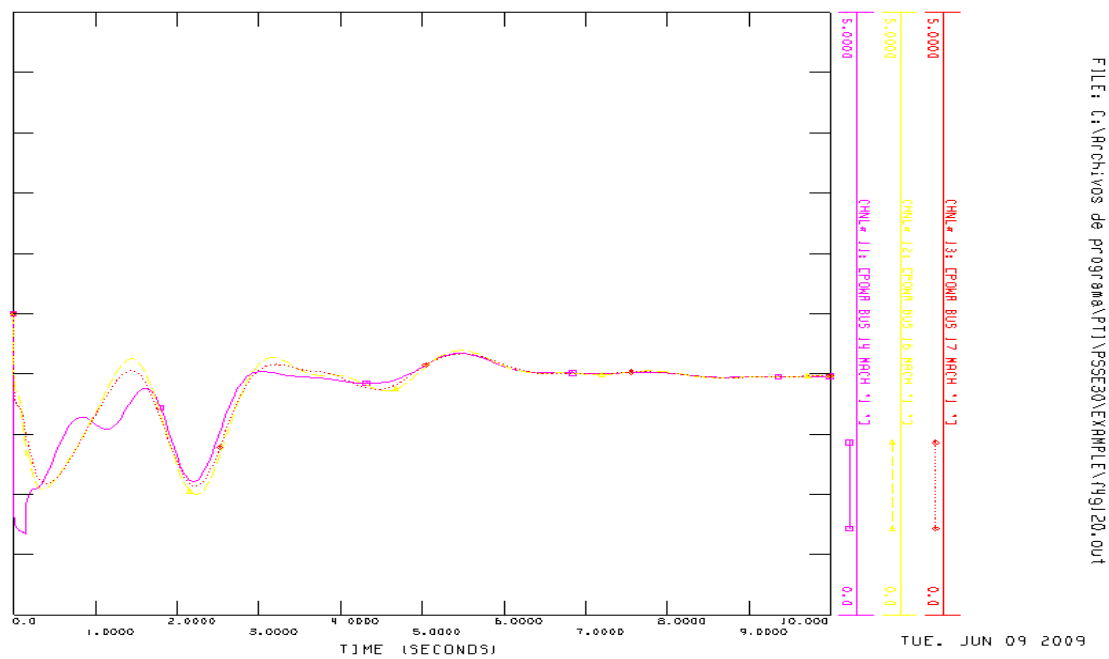


Figura 5.20: Estabilizador con ganancia 120: potencia de salida en los parques eólicos.

La variación en la producción de potencia eólica es mayor cuanto mayor es la ganancia del estabilizador, por lo que la mayor oscilación de producción eólica corresponde a la ganancia de 120, en la figura 5.20. Como inmediatamente después de la falta la producción de energía eólica decrece y oscila hasta estabilizarse, el efecto inicial del cortocircuito sobre la operación de los aerogeneradores es un ligero incremento de la velocidad del rotor, y consecuentemente, de la energía almacenada en el rotor y las palas. Este incremento de

velocidad puede ser regulado mediante los controles de velocidad y de paso de pala de cada aerogenerador.

Las figuras 5.21 a 5.23 representan el flujo de potencia entre áreas, y permiten apreciar que, conforme aumenta la ganancia del estabilizador eólico aumenta también el amortiguamiento de las oscilaciones de potencia entre áreas.

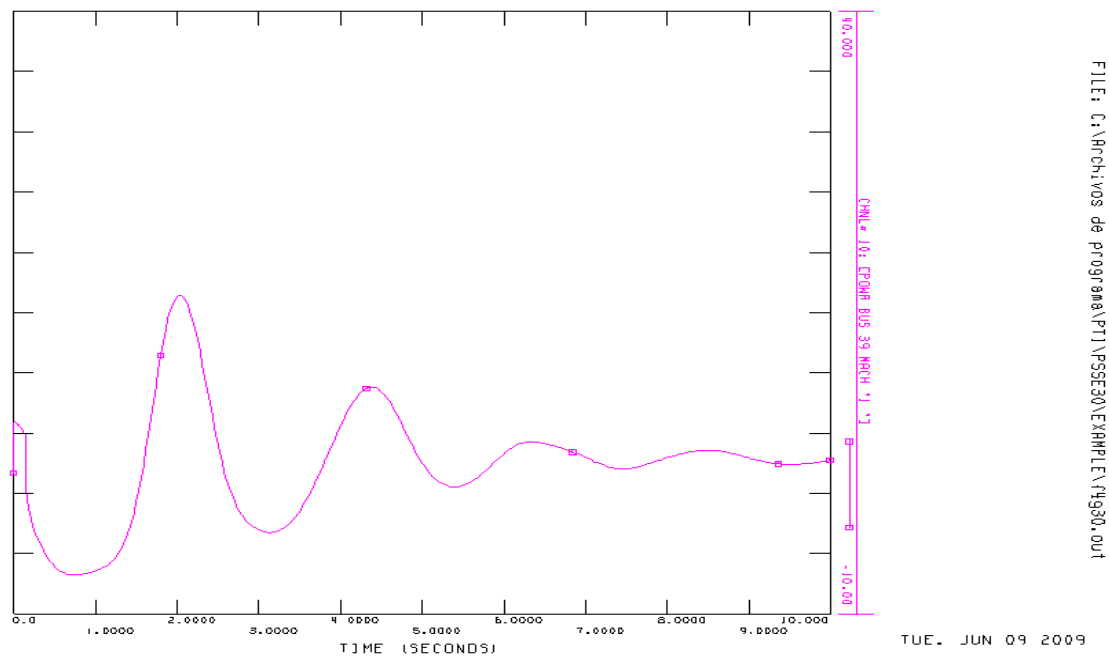


Figura 5.21: Estabilizador con ganancia 30: flujo de potencia entre áreas.

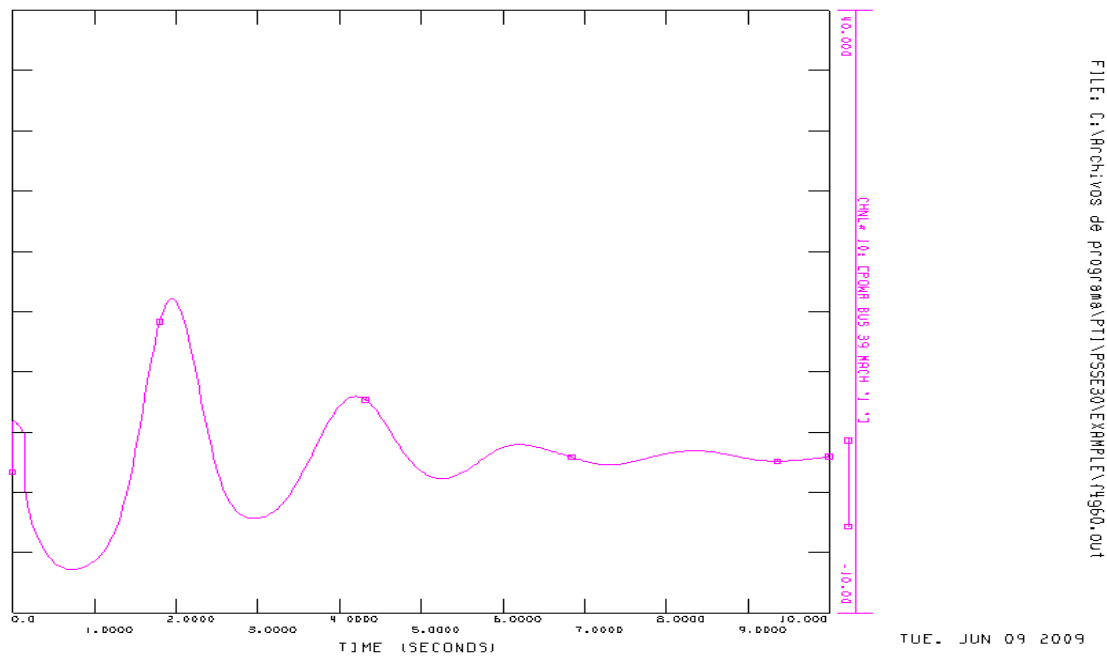


Figura 5.22: Estabilizador con ganancia 60: flujo de potencia entre áreas.

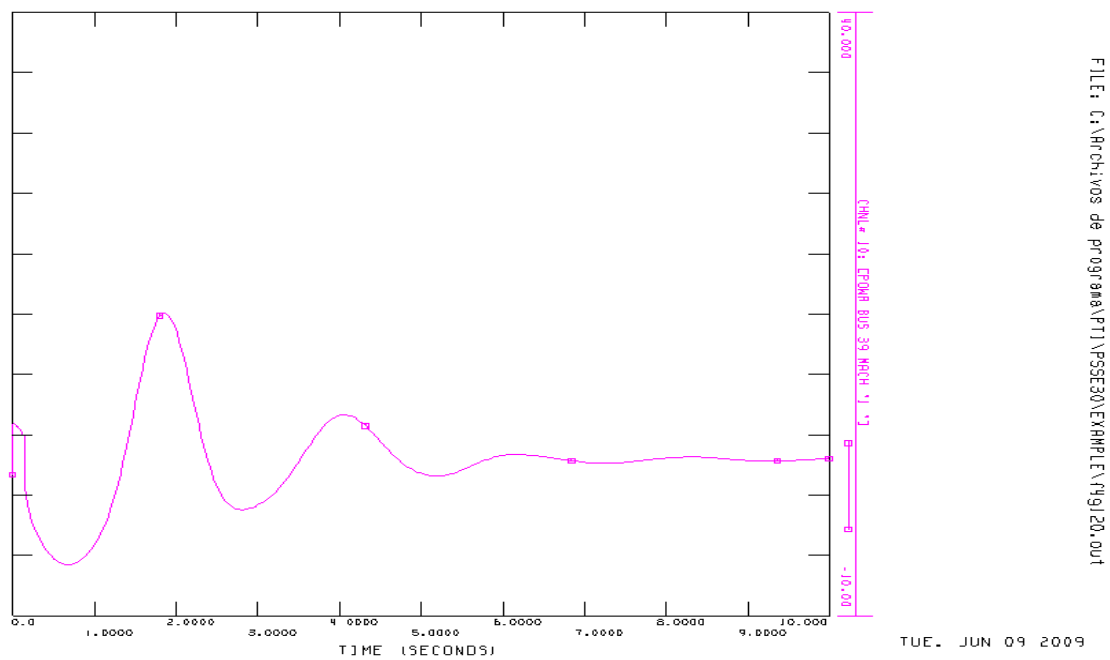


Figura 5.23: Estabilizador con ganancia 120: flujo de potencia entre áreas.

Las figuras 5.24 a la 5.31 representan la velocidad de las máquinas síncronas, puede observarse que, conforme aumenta la ganancia del estabilizador eólico, el sistema se hace más estable.

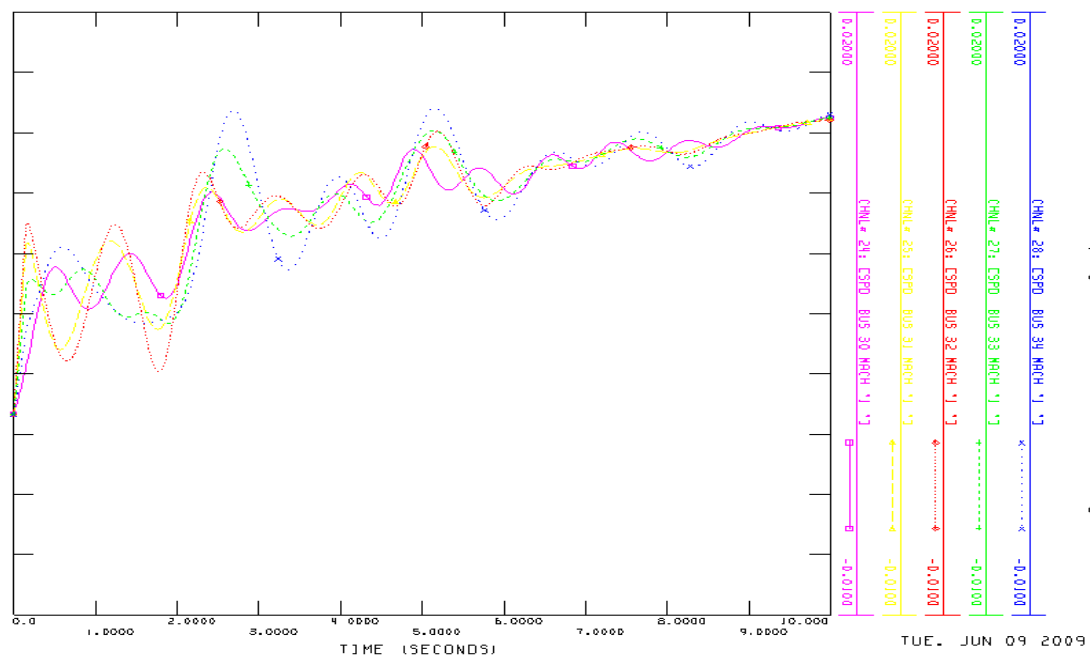


Figura 5.24: Sin estabilizador eólico: velocidad de las máquinas 1.

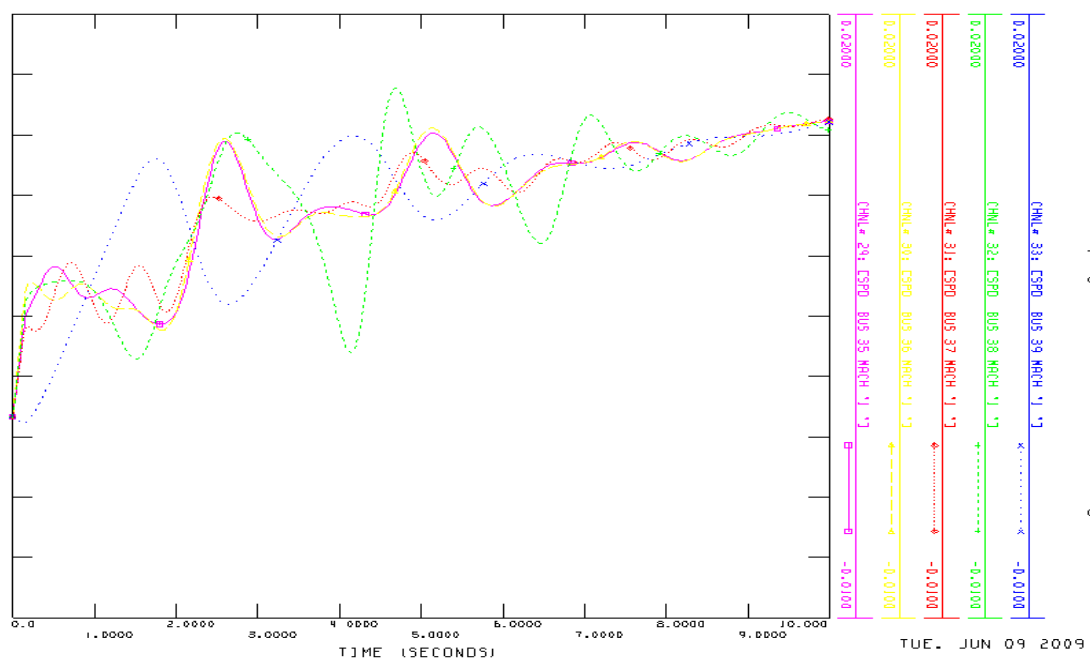


Figura 5.25: Sin estabilizador eólico: velocidad de las máquinas 2.

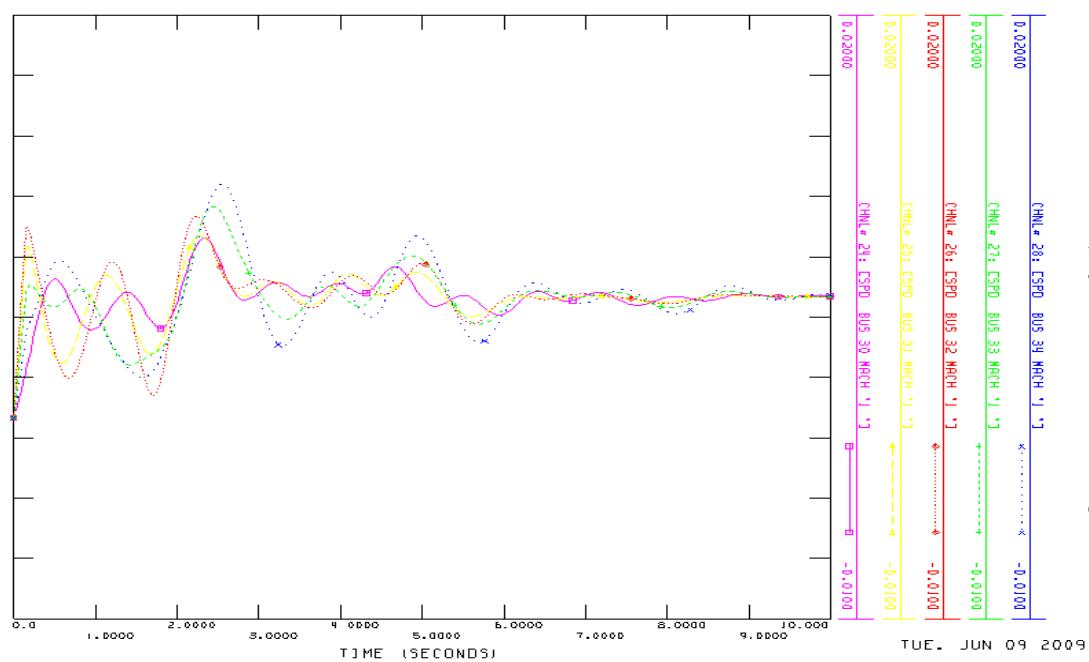


Figura 5.26: Estabilizador con ganancia 30: velocidad de las máquinas 1.

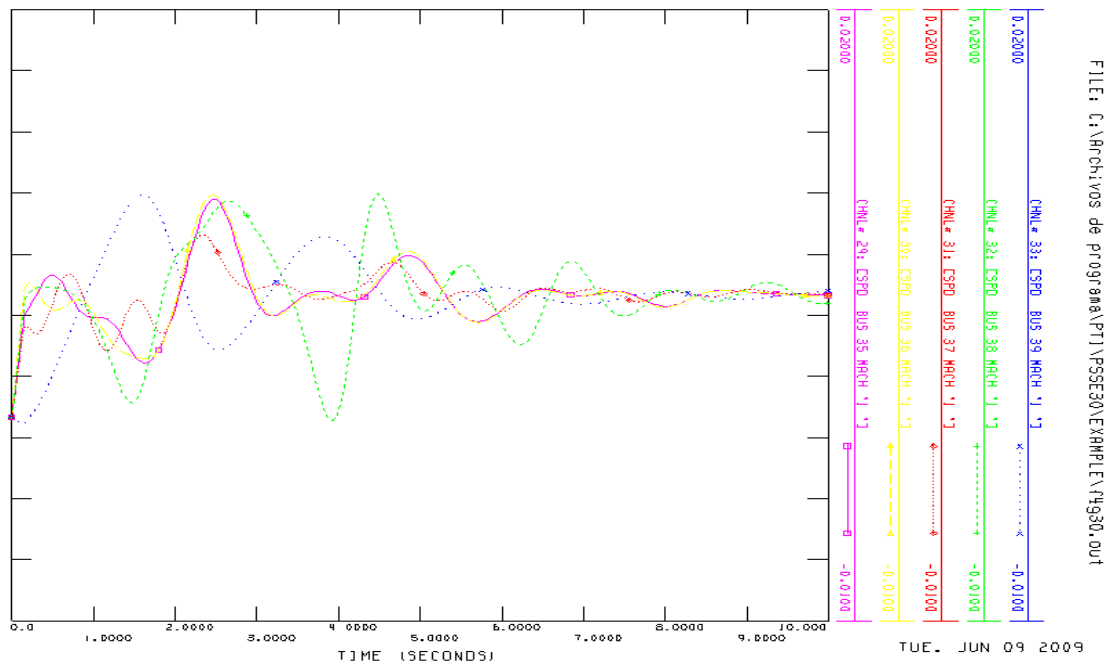


Figura 5.27: Estabilizador con ganancia 30: velocidad de las máquinas 2.

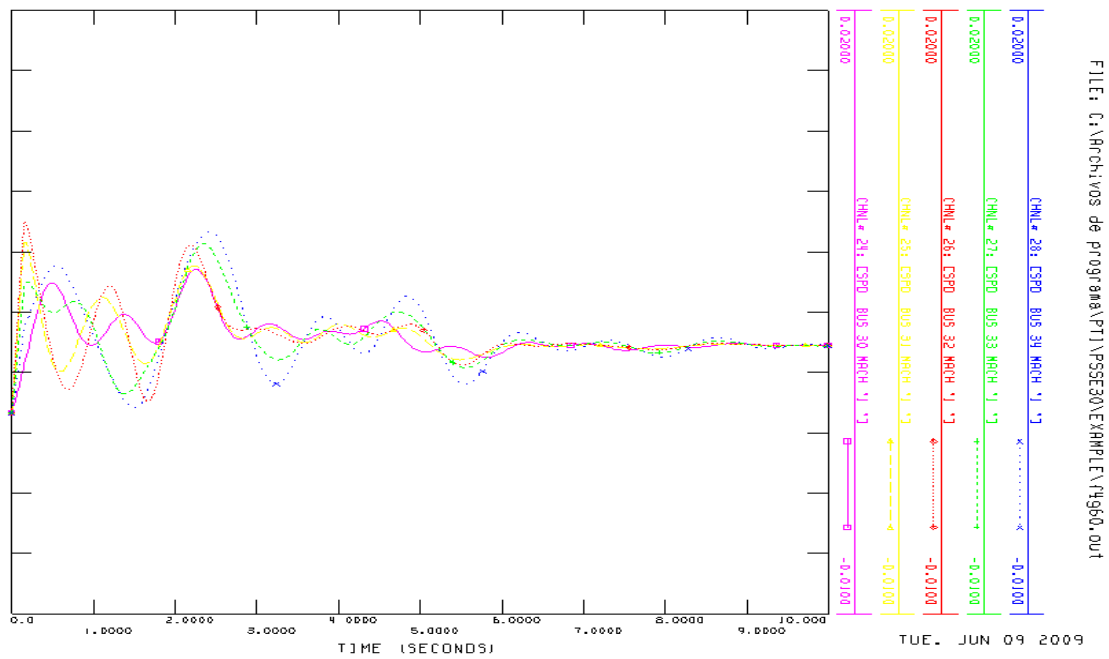


Figura 5.28: Estabilizador con ganancia 60: velocidad de las máquinas 1.

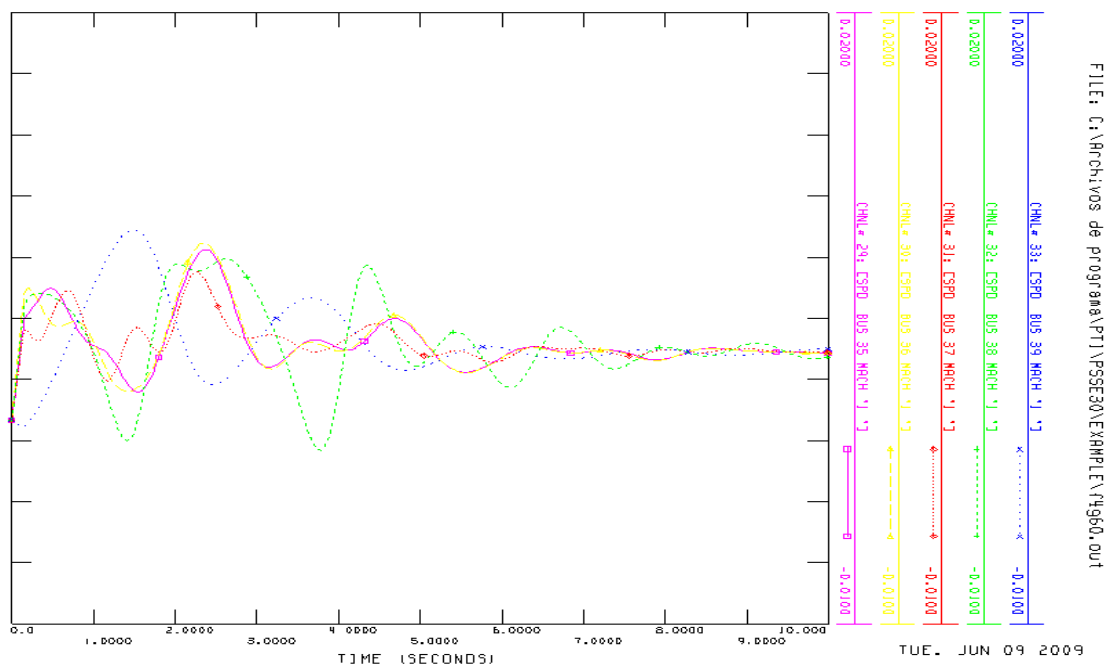


Figura 5.29: Estabilizador con ganancia 60: velocidad de las máquinas 2.

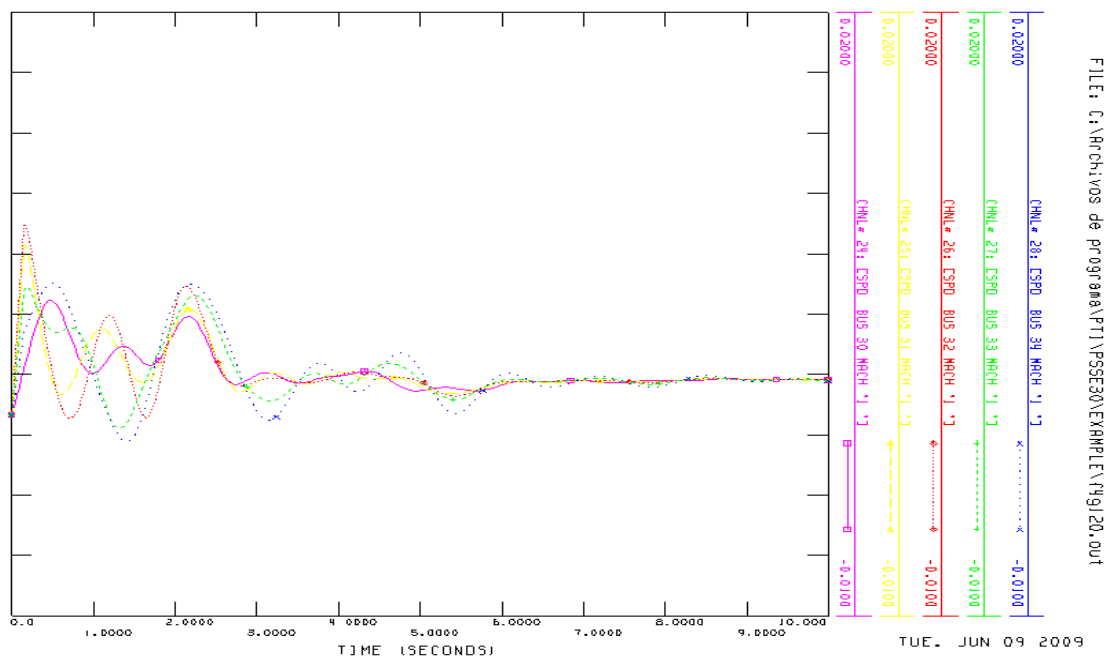


Figura 5.30: Estabilizador con ganancia 120: velocidad de las máquinas 1.

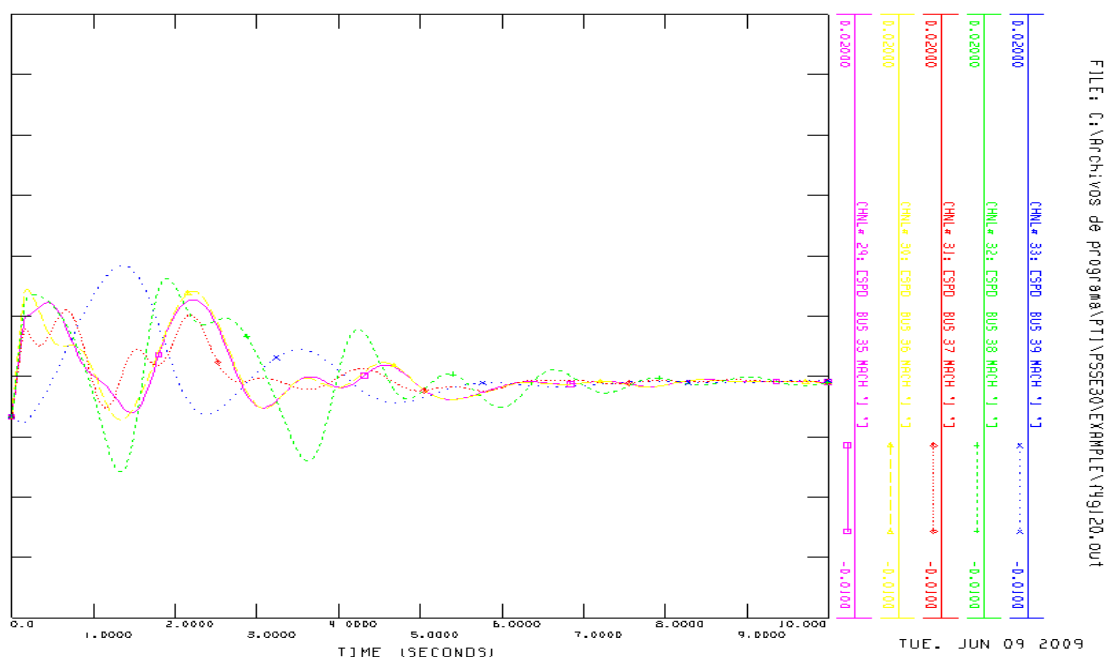


Figura 5.31: Estabilizador con ganancia 120: velocidad de las máquinas 2.

Análisis Modal

La aplicación del análisis modal al flujo de potencia activa entre la red de New England y el área vecina proporciona los resultados recogidos en la tabla 5.2 para la componente fundamental a 0.48 Hz, que es la correspondiente a la oscilación entre áreas. Como puede observarse, la aplicación del estabilizador eólico mejora significativamente el amortiguamiento de la oscilación.

FALTA EN NUDO 4 Caso Amortiguado				
Ganancia 0				
Componente	Parte Real	Parte Imaginaria	Frecuencia [Hz]	Amortiguamiento
2	-0,4467	3,0719	0,4889	0,1439
Ganancia 35				
Componente	Parte Real	Parte Imaginaria	Frecuencia [Hz]	Amortiguamiento
1	-0,4503	2,9857	0,4752	0,1491
Ganancia 60				
Componente	Parte Real	Parte Imaginaria	Frecuencia [Hz]	Amortiguamiento
1	-0,485028	3,01234	0,4794	0,1590
Ganancia 120				
Componente	Parte Real	Parte Imaginaria	Frecuencia [Hz]	Amortiguamiento
3	-0,5758	3,0191	0,4805	0,1873

Tabla 5.2: Descomposición modal flujo de potencia entre áreas, componente fundamental.

Las figuras 5.32 a 5.35 muestran el flujo de potencia entre áreas para distintas ganancias del estabilizador, junto con la principal componente de la descomposición modal.

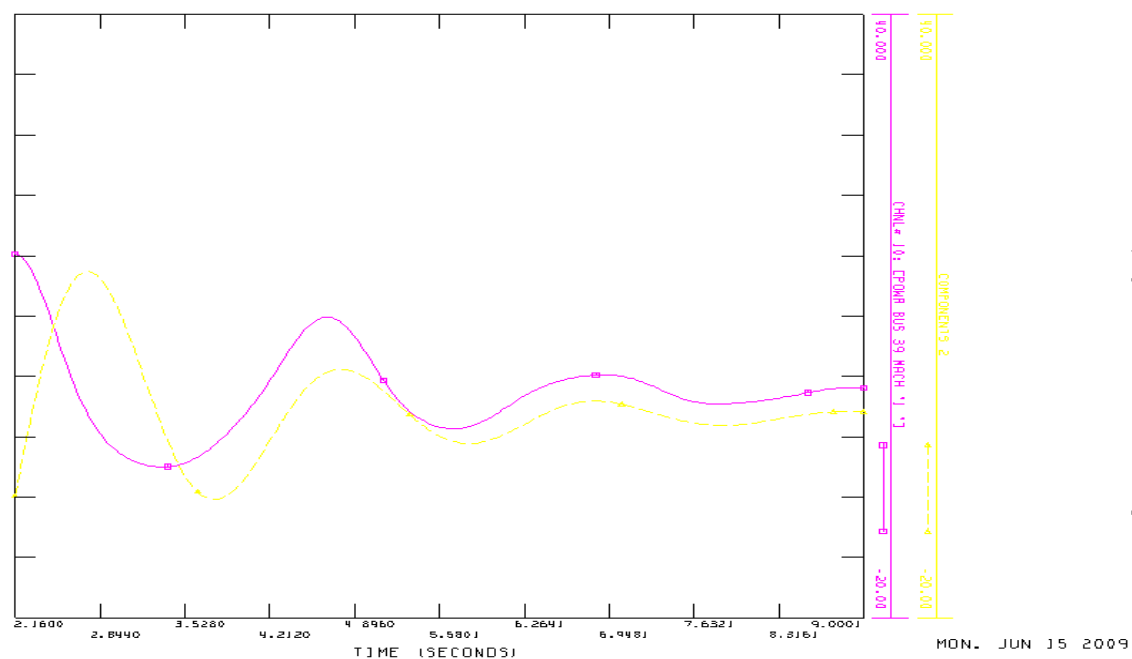


Figura 5.32: Sistema sin estabilizador eólico: componente fundamental, flujo entre áreas.

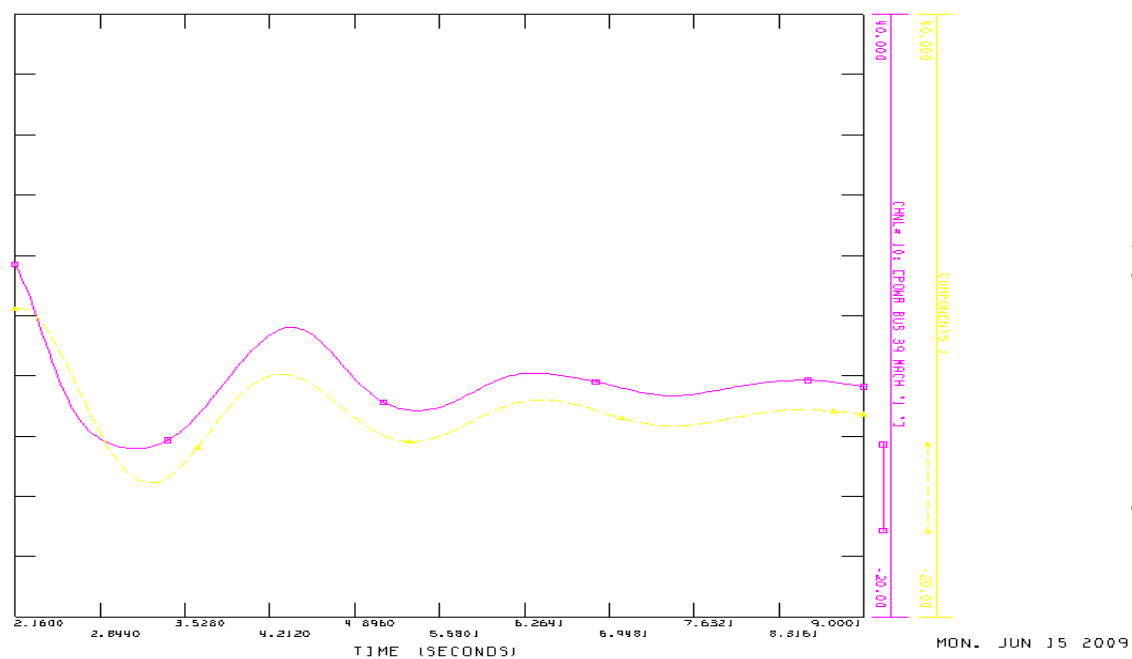


Figura 5.33: Estabilizador con ganancia 30: componente fundamental, flujo entre áreas.

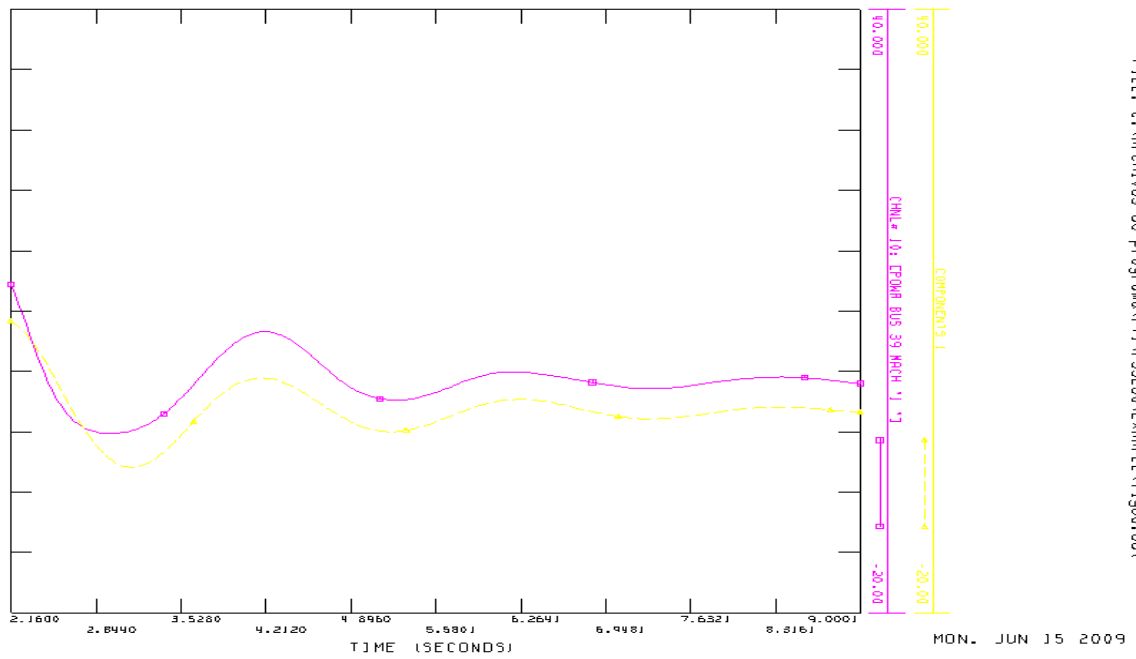


Figura 5.34: Estabilizador con ganancia 60: componente fundamental, flujo entre áreas.

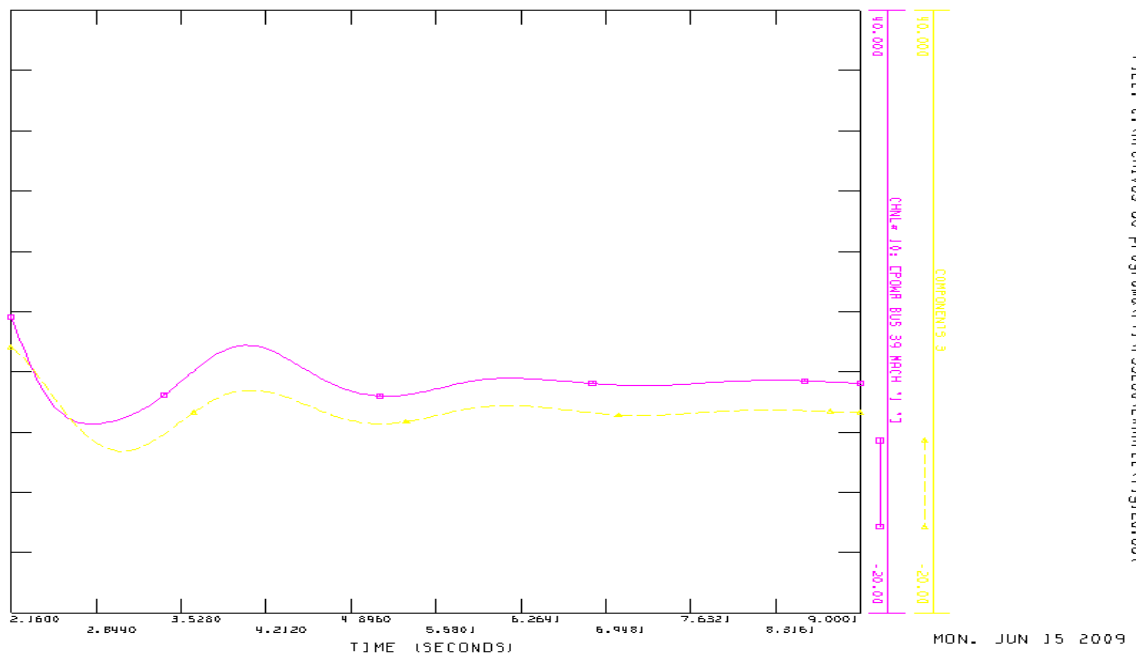


Figura 5.35: Estabilizador con ganancia 120: componente fundamental, flujo entre áreas.

La figura 5.36 presenta el incremento del amortiguamiento de la componente fundamental del flujo de potencia activa entre áreas como consecuencia del incremento de la ganancia del amortiguador eólico. El valor de ganancia cero equivale a la ausencia del amortiguador.

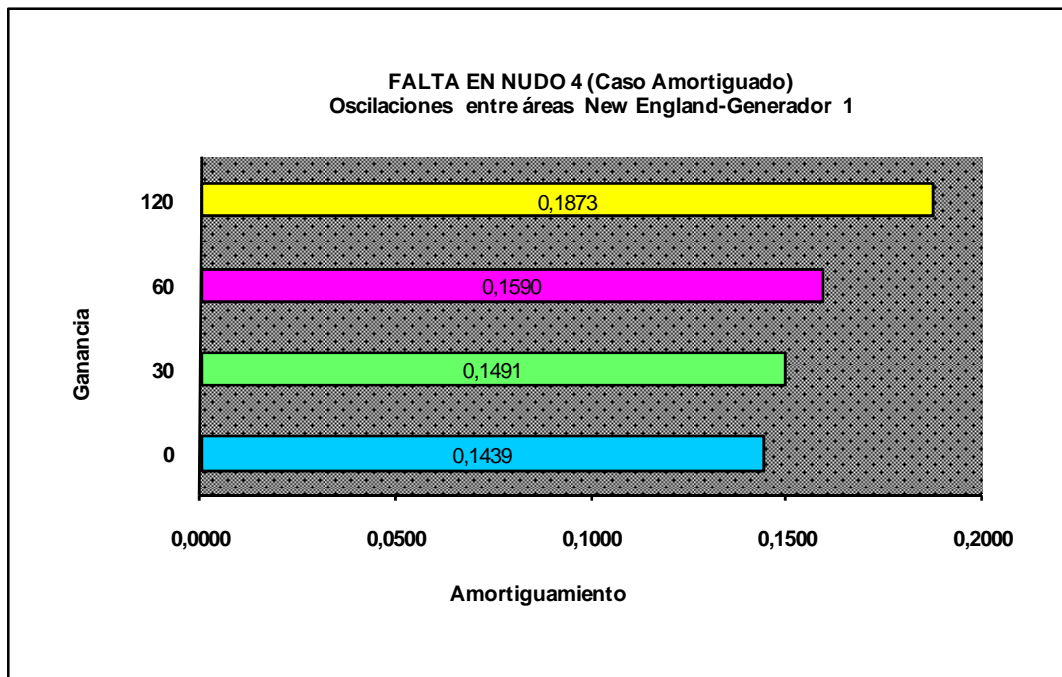


Figura 5.36: Componente fundamental del flujo de potencia para diferentes ganancias.

Se puede observar que el estabilizador eólico contribuye significativamente a la amortiguación de las oscilaciones entre áreas, que mejora desde un valor inicial de 0.1439 hasta 0.1873. A este respecto, cabe señalar que un amortiguamiento de 0.15 es un valor típico requerido en grandes sistemas interconectados [97].

5.5.2 Falta en el nudo 4, caso poco amortiguado

La figura 5.37 representa el flujo de potencia activa entre el sistema de New England y el área vecina representada por el generador 1 cuando no se aplica el estabilizador eólico de sistemas eléctricos. Como puede observarse, el flujo de potencia entre áreas muestra una inestabilidad a partir aproximadamente de $t=4s$, que es debida a la pérdida de sincronismo del generador 9 con el resto del sistema. El generador 9 es especialmente proclive a la pérdida de sincronismo debido a su situación relativamente alejada en el seno del sistema de New England.

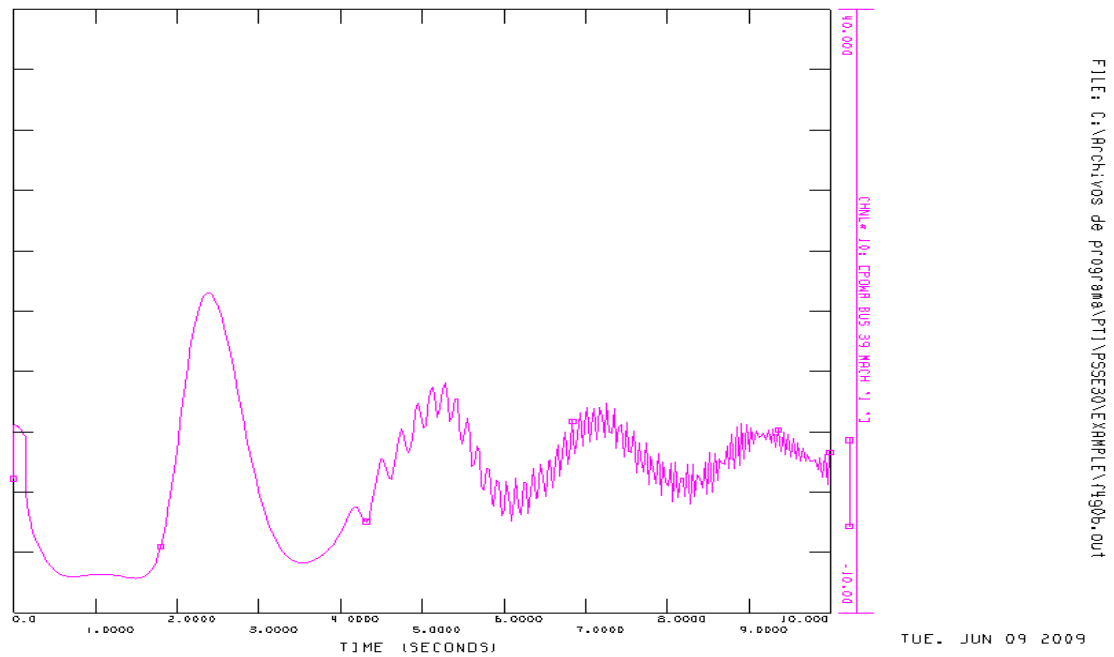


Figura 5.37: Sin estabilizador eólico: flujo de potencia entre áreas.

Las figuras 5.38 a 5.40 representan el flujo de potencia entre áreas según se va incrementando la ganancia del estabilizador eólico. Puede observarse que, conforme aumenta la ganancia del estabilizador eólico, aumenta también el amortiguamiento de las oscilaciones de potencia entre áreas. Puede apreciarse también que, la inestabilidad en el generador 9 se elimina cuando la ganancia del estabilizador es mayor a 60.

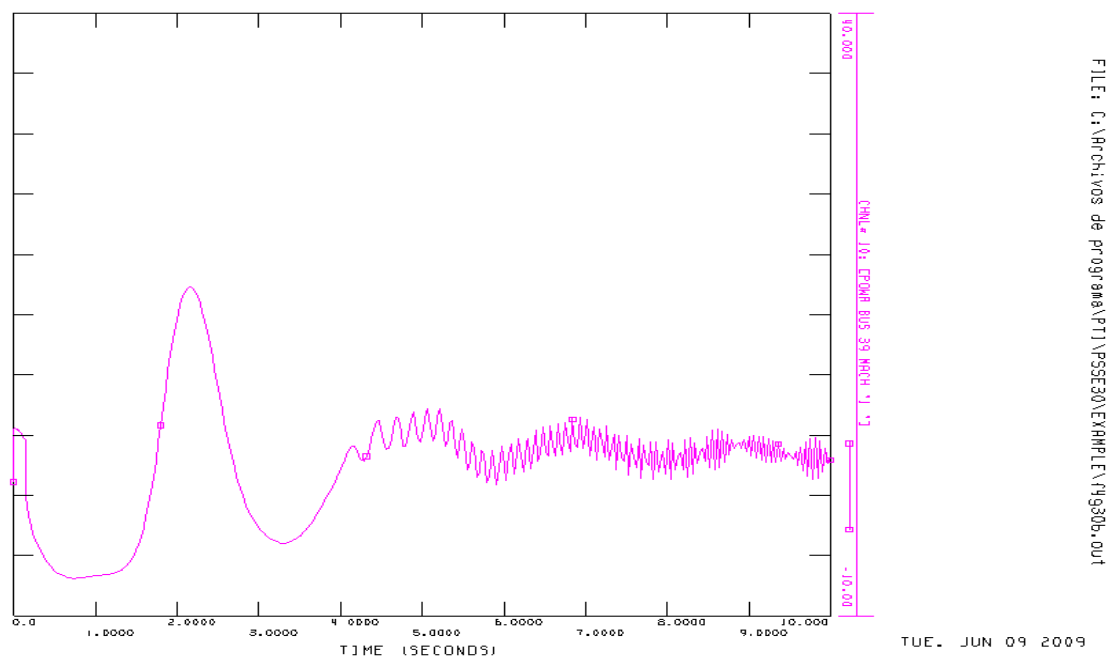


Figura 5.38: Estabilizador con ganancia 30: flujo de potencia entre áreas.

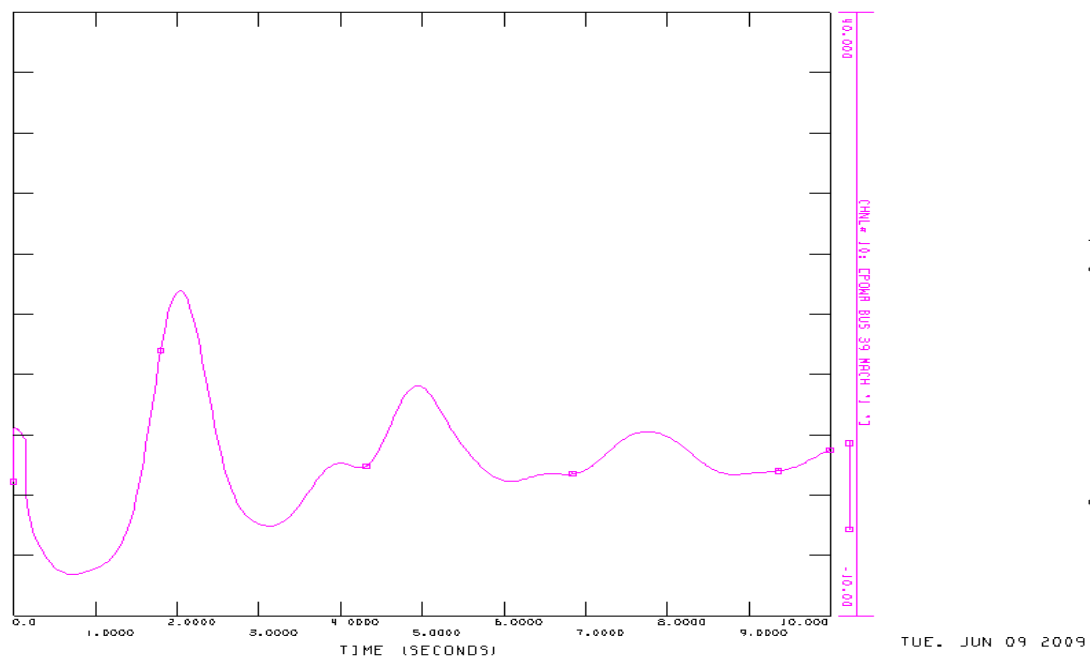


Figura 5.39: Estabilizador con ganancia 60: flujo de potencia entre áreas.

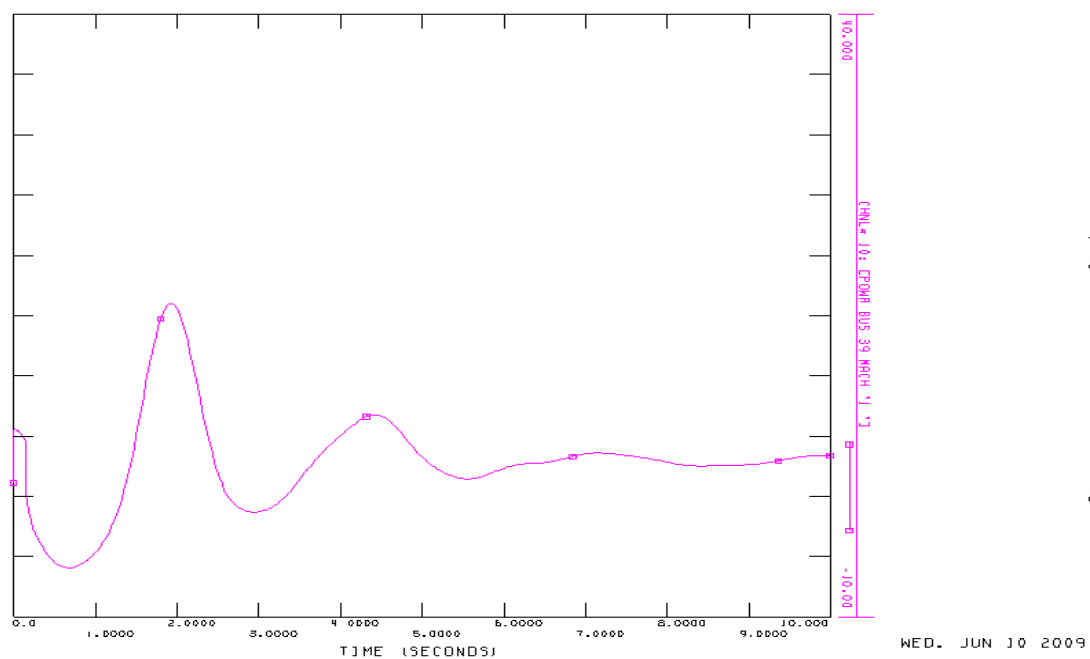


Figura 5.40: Estabilizador con ganancia 120: flujo de potencia entre áreas.

En la figura 5.41, se puede observar que al igual que el caso anterior, el estabilizador eólico contribuye significativamente a la amortiguación de las oscilaciones entre áreas, mejorando el amortiguamiento desde un valor inicial de 0.0629 hasta 0.1148.

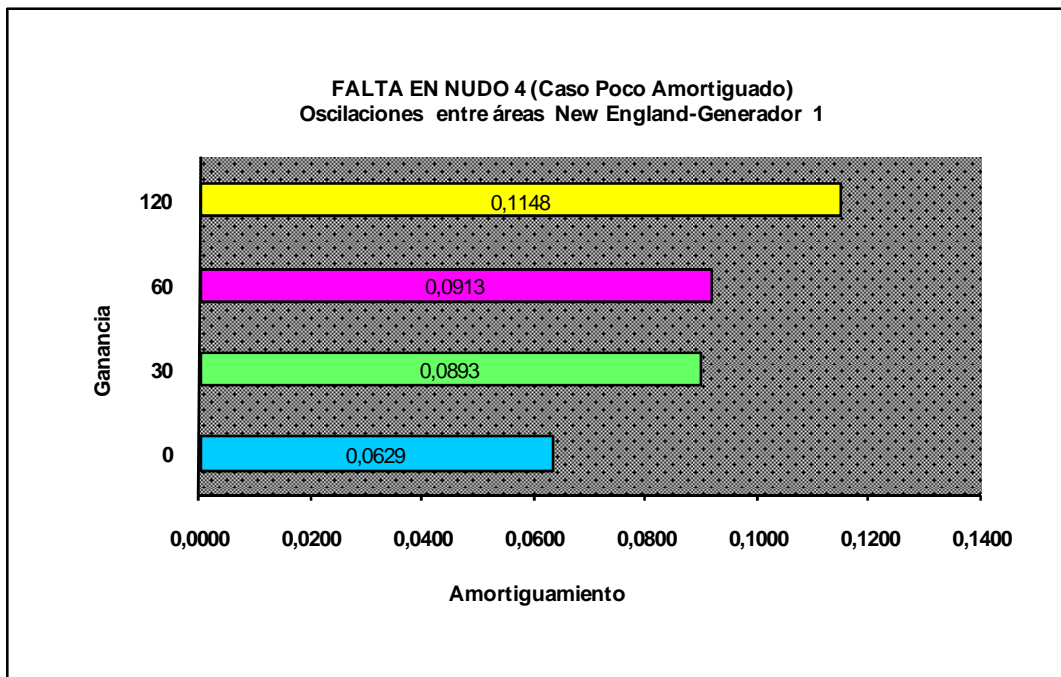


Figura 5.41: Componente fundamental del flujo de potencia para diferentes ganancias.

5.5.3 Falta en el nudo 24, caso amortiguado

En esta sección se evalúa el estabilizador al producirse un cortocircuito trifásico en el nudo 24, según muestra la figura 5.42, con una duración de 150 ms. La topología de la red antes y después de la falta es la misma.

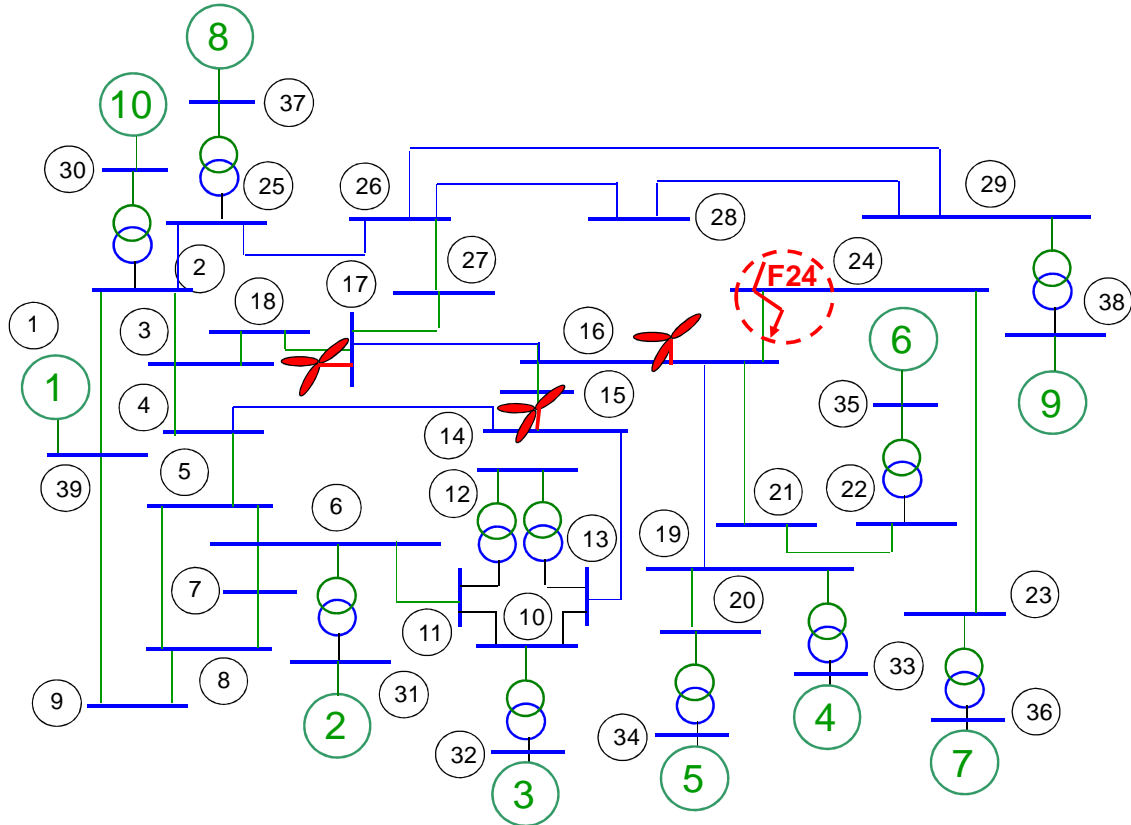


Figura 5.42: Sistema de New England, falta en el nudo 24.

La figura 5.43 representa el flujo de potencia activa entre el sistema de New England y el área vecina representada por el generador 1 cuando no se aplica el estabilizador eólico. Como puede observarse, el flujo de potencia entre áreas presenta una fuerte oscilación en los segundos posteriores al fallo, como consecuencia de las oscilaciones electromecánicas entre las máquinas de las dos áreas.

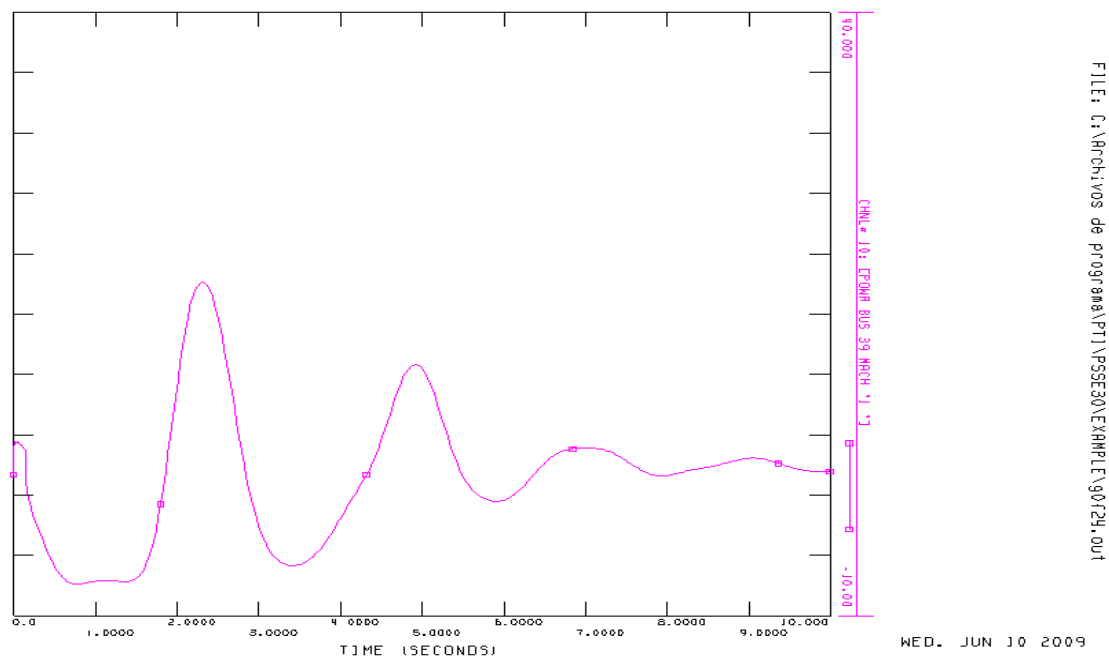


Figura 5.43: Sistema sin estabilizador eólico: flujo de potencia entre áreas.

La figura 5.44 presenta la producción de potencia activa de los tres parques eólicos cuando no se aplica el estabilizador eólico. La producción de los tres parques eólicos permanece básicamente constante, porque la potencia activa de referencia en los parques eólicos es independiente de las condiciones de la red. De manera similar al caso del fallo en el nudo 4, la potencia activa decrece inmediatamente después del fallo porque la disminución de la tensión provoca que se alcance el límite de corriente en los convertidores electrónicos.

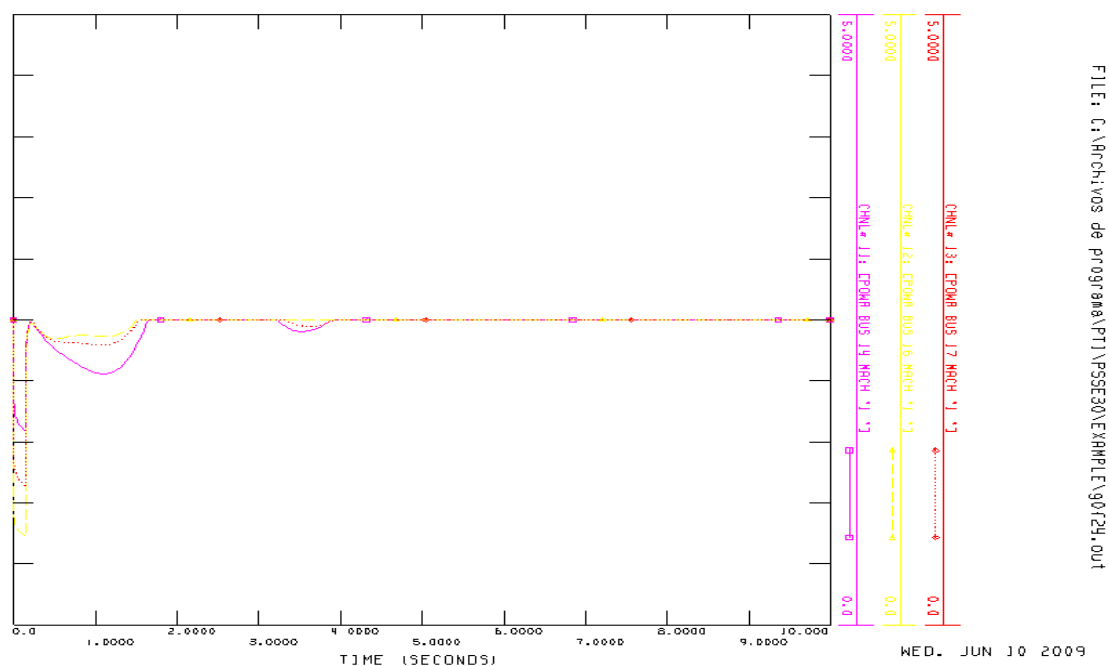


Figura 5.44: Sistema sin estabilizador eólico: potencia de salida en los parques eólicos.

Las figuras 5.45 a 5.47 representan la producción de potencia activa de los tres parques eólicos correspondientes a ganancias 30, 60 y 120 del estabilizador eólico respectivamente. Puede observarse una vez más que, conforme aumenta la ganancia del estabilizador eólico, aumenta la contribución de los parques al amortiguamiento de las oscilaciones a través de su variación de potencia de salida después del fallo.

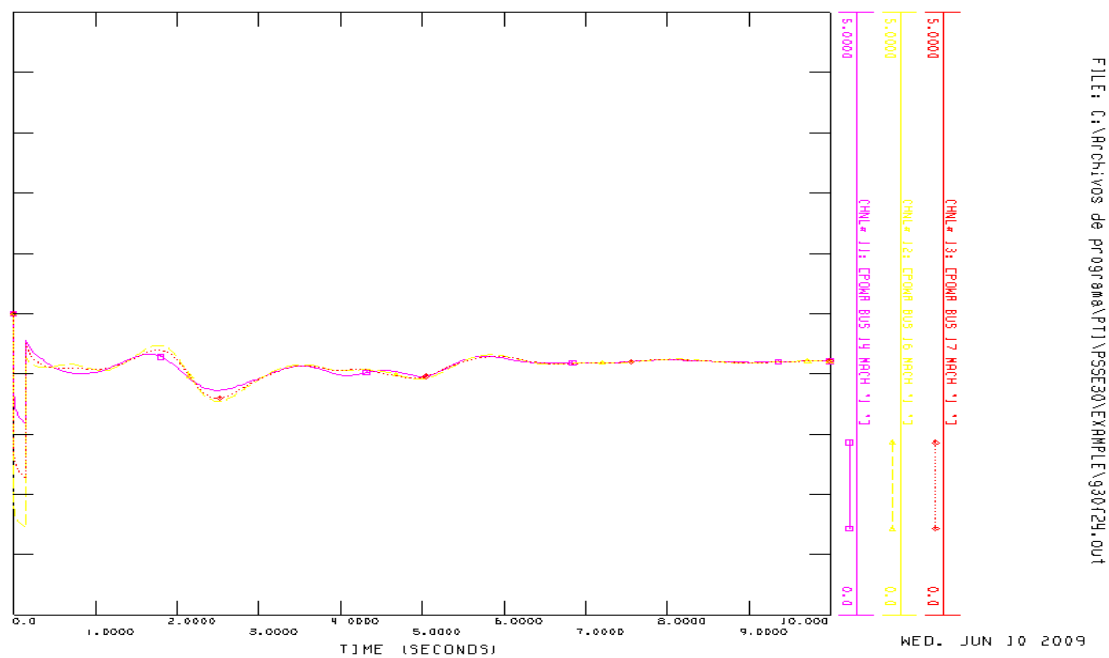


Figura 5.45: Estabilizador con ganancia 30: potencia de salida en los parques eólicos.

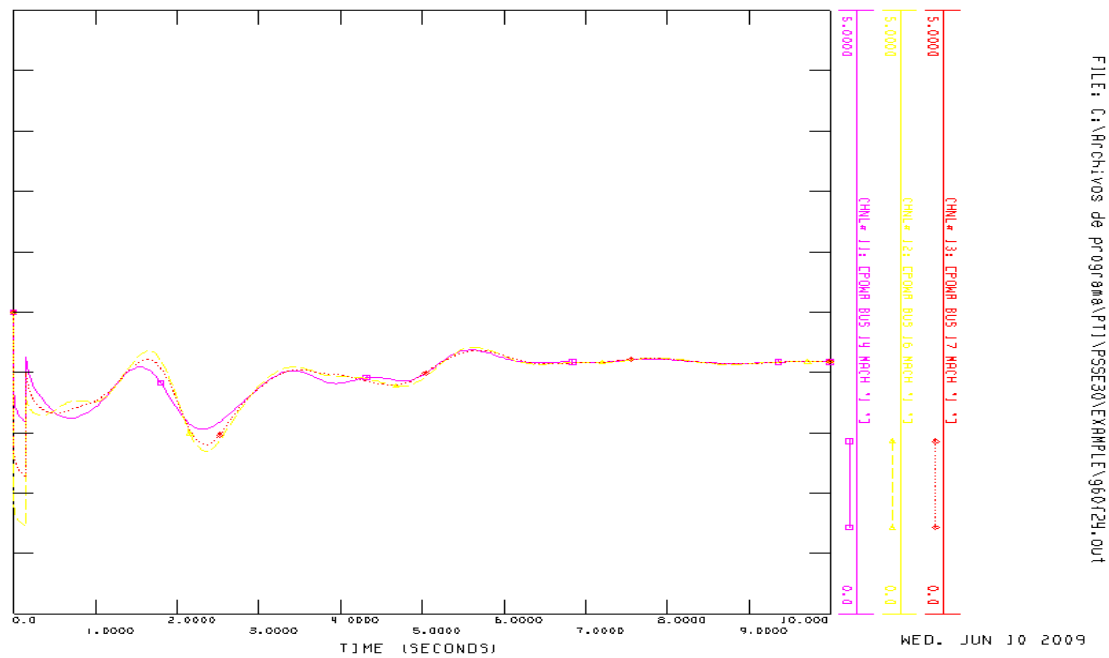


Figura 5.46: Estabilizador con ganancia 60: potencia de salida en los parques eólicos.

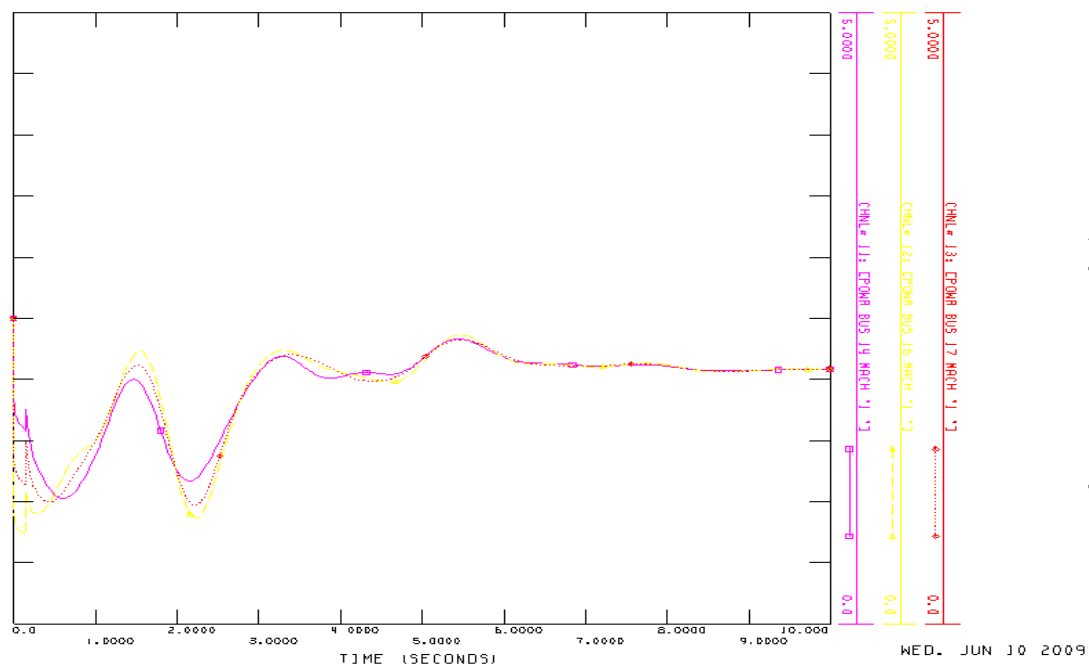


Figura 5.47: Estabilizador con ganancia 120: potencia de salida en los parques eólicos.

La misma discusión aplicada a la falta en el nudo 4 es aplicable en este caso: la variación en la producción de potencia eólica es mayor cuanto mayor es la ganancia del estabilizador. El efecto sobre la operación de los aerogeneradores es un ligero incremento de la velocidad del rotor, y consecuentemente, de la energía almacenada en el rotor y las palas, que los aerogeneradores pueden regular mediante los controles de velocidad y de paso de pala.

Las figuras 5.48 a 5.50 representan el flujo de potencia entre áreas. De nuevo, puede observarse que, conforme aumenta la ganancia del estabilizador eólico, aumenta también el amortiguamiento de las oscilaciones entre áreas.

FILE: C:\Archivos de programa\PTI\PSSE30\EXAMPLE\930f24.out

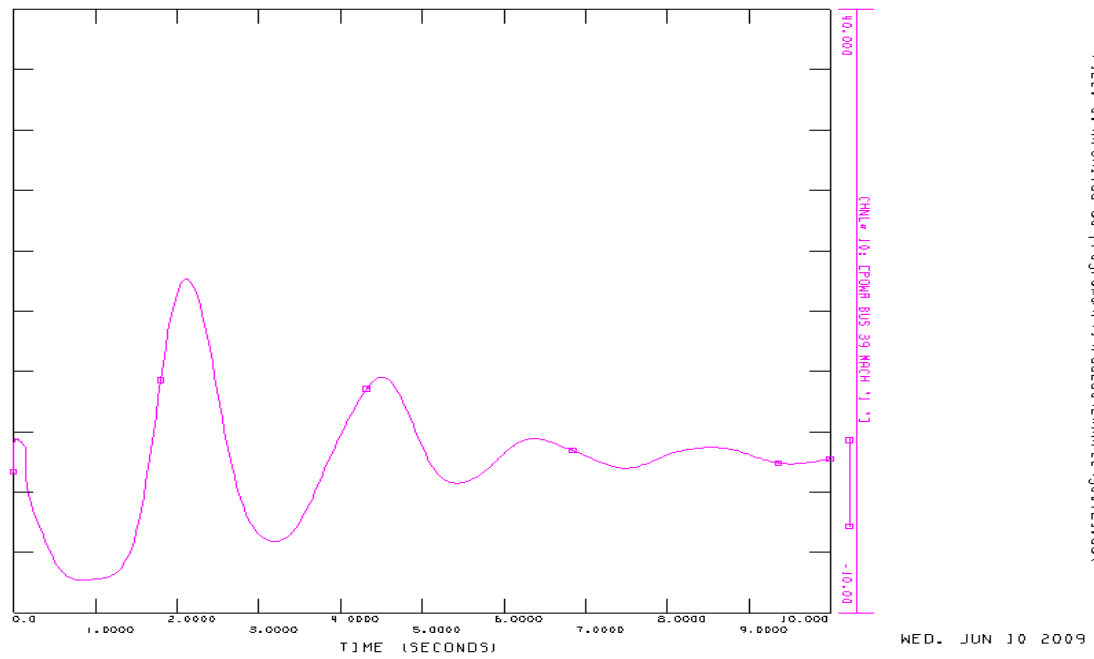


Figura 5.48: Estabilizador con ganancia 30: flujo de potencia entre áreas.

FILE: C:\Archivos de programa\PTI\PSSE30\EXAMPLE\960f24.out

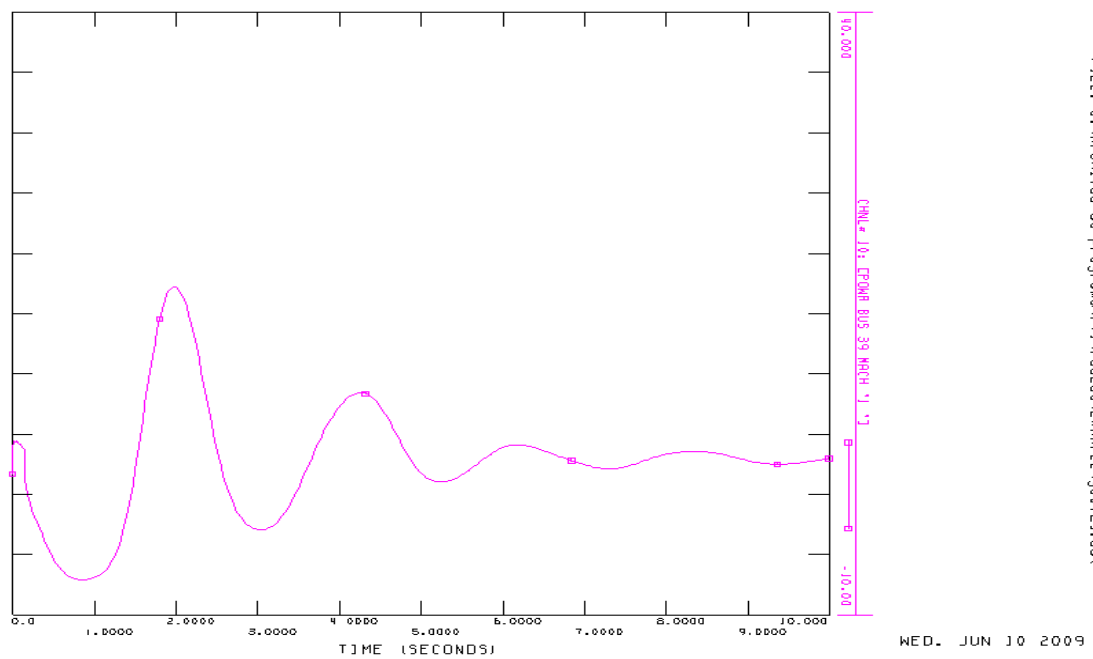


Figura 5.49: Estabilizador con ganancia 60: flujo de potencia entre áreas.

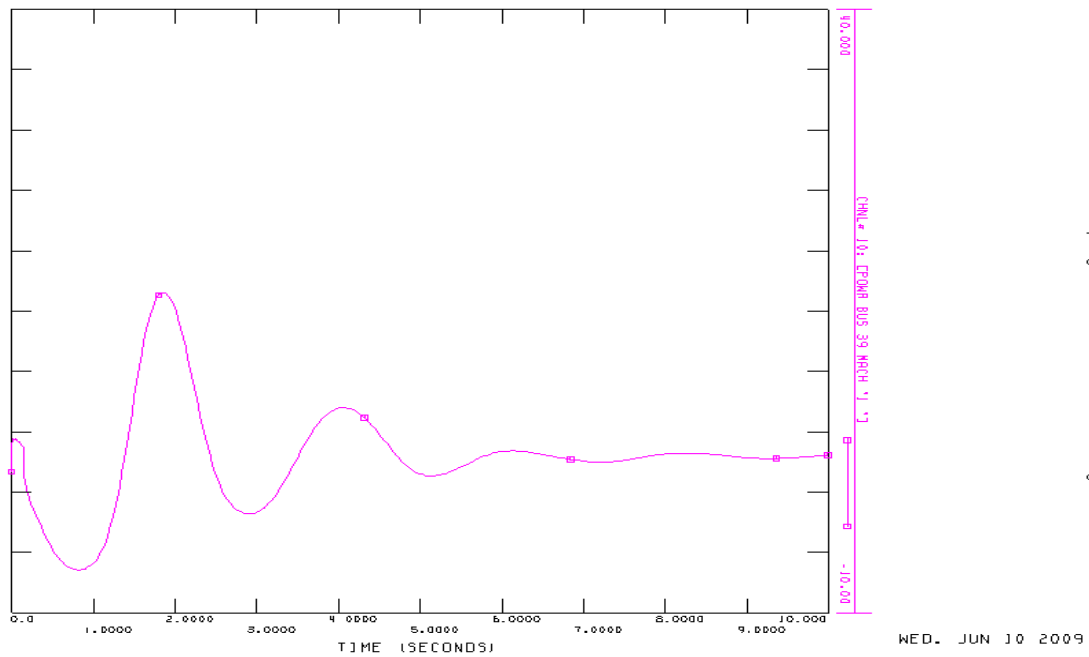


Figura 5.50: Estabilizador con ganancia 120: flujo de potencia entre áreas.

La figura 5.51 presenta el incremento del amortiguamiento de la componente fundamental del flujo de potencia activa entre áreas como consecuencia del incremento de la ganancia del amortiguador eólico. El valor de ganancia cero equivale a la ausencia del amortiguador.

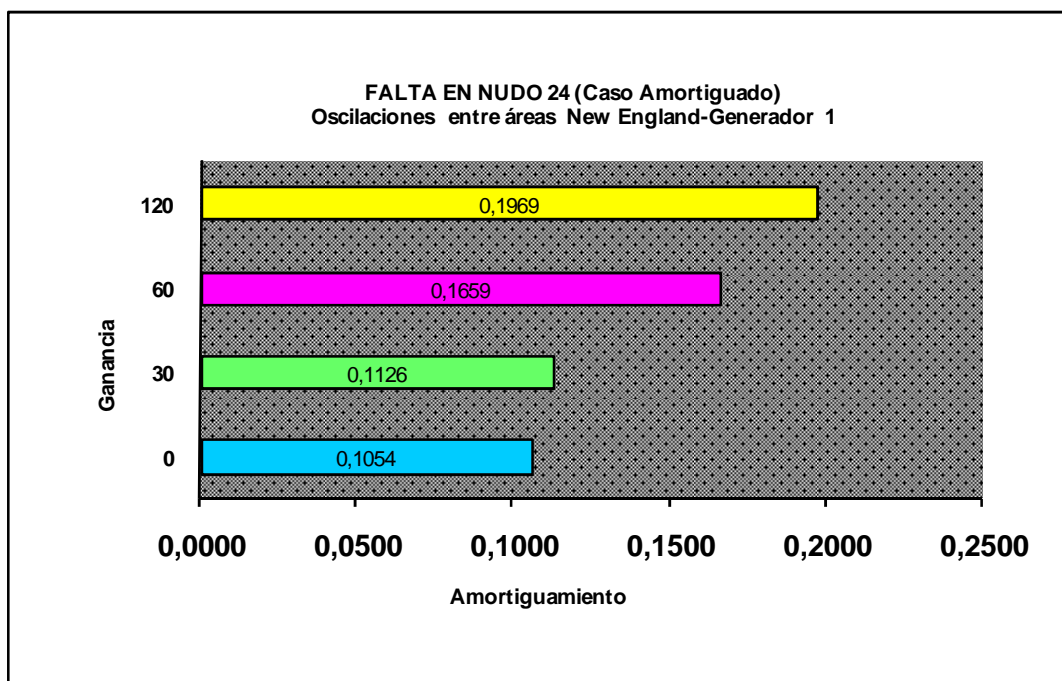


Figura 5.51: Componente fundamental del flujo de potencia para diferentes ganancias.

Se puede observar que el estabilizador eólico contribuye significativamente a la amortiguación de las oscilaciones entre áreas, mejorando el amortiguamiento desde un valor inicial de 0.1054 hasta 0.1969.

5.5.4 Falta en el nudo 24, caso poco amortiguado

La figura 5.52 representa el flujo de potencia activa entre áreas cuando no se aplica el estabilizador eólico. El caso es claramente inestable, produciéndose una pérdida de sincronismo entre las dos áreas.

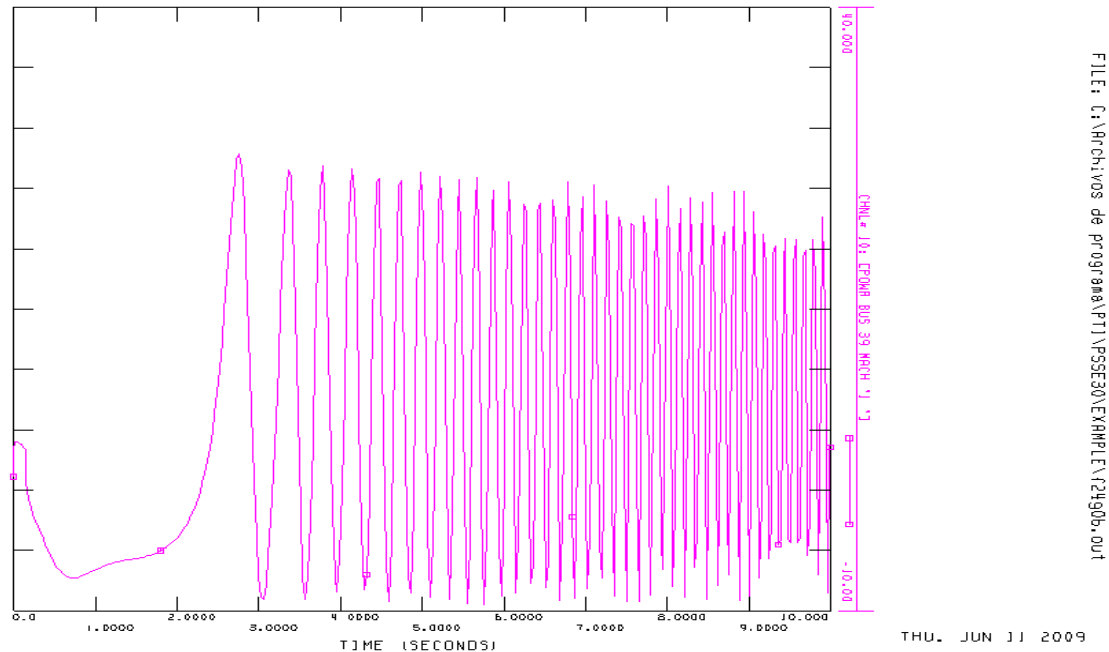


Figura 5.52: Sin estabilizador eólico: flujo de potencia entre áreas.

Las figuras 5.53 y 5.54 representan el flujo de potencia entre áreas, correspondientes a una ganancia del estabilizador eólico 30 y 60, respectivamente. Como puede observarse, mejora la estabilidad del sistema, pero aún se produce una inestabilidad por pérdida de sincronismo entre el generador 9 y el resto del sistema. En la figura 5.55 puede observarse que el sistema se vuelve estable cuando la ganancia del estabilizador aumenta hasta 120.

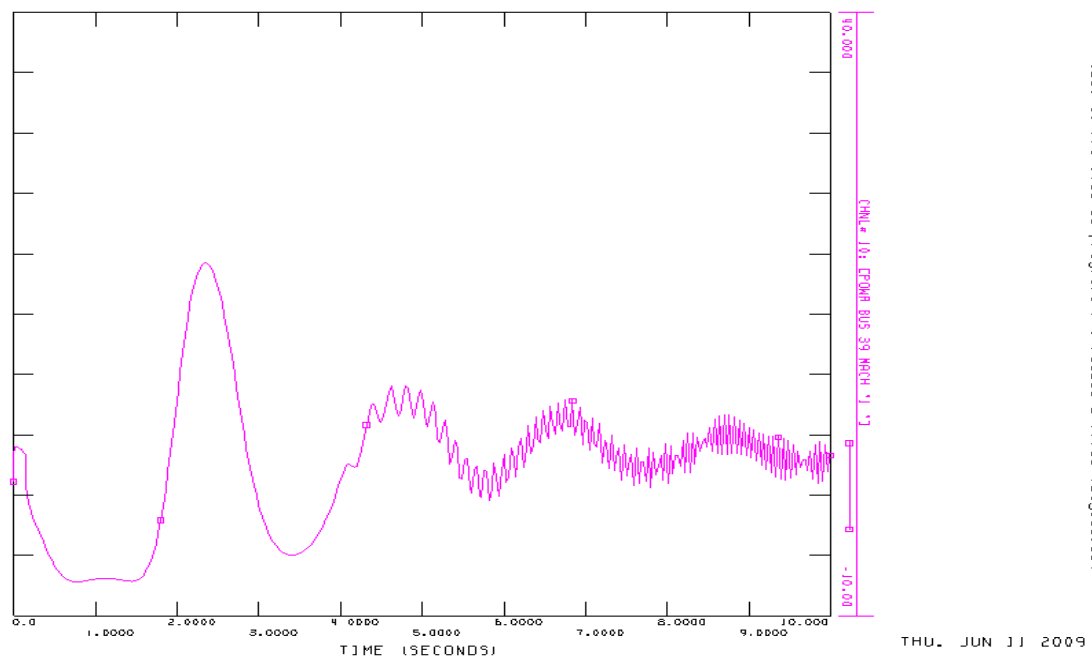


Figura 5.53: Estabilizador con ganancia 30: flujo de potencia entre áreas.

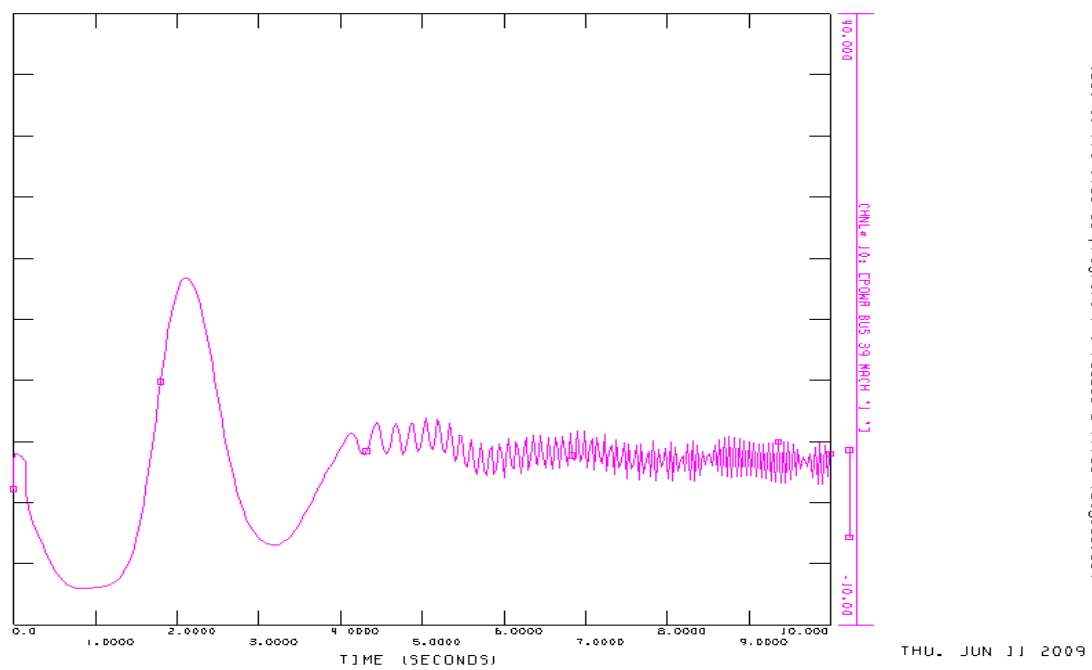


Figura 5.54: Estabilizador con ganancia 60: flujo de potencia entre áreas.

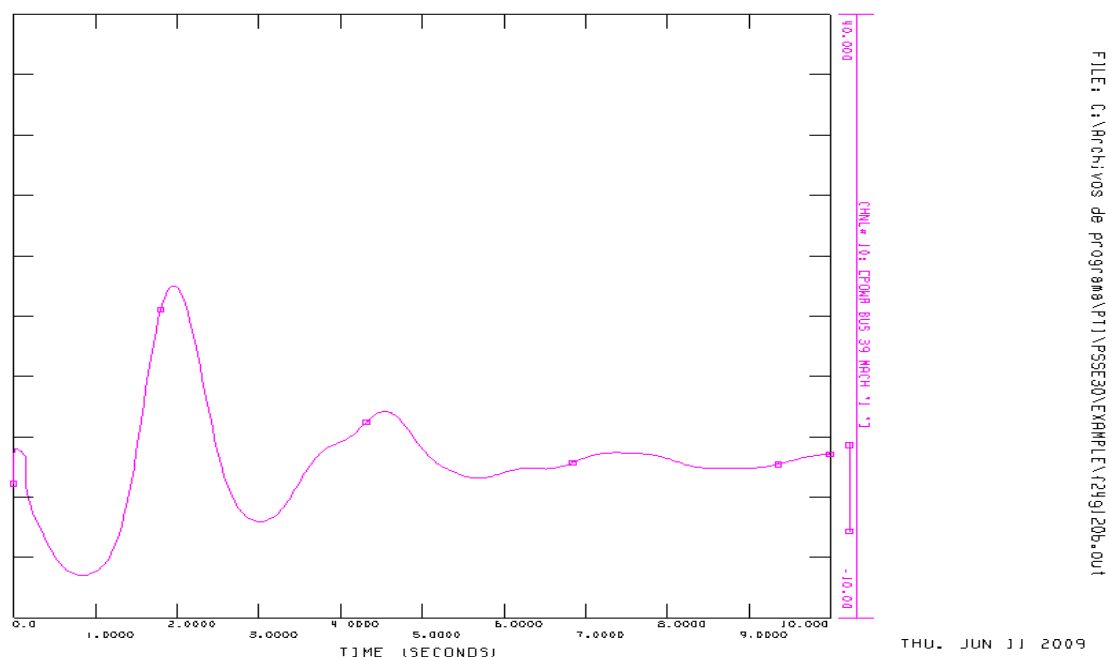


Figura 5.55: Estabilizador con ganancia 120: flujo de potencia entre áreas.

En la figura 5.56, se puede observar que al igual que el caso anterior, el estabilizador eólico contribuye significativamente a la amortiguación de las oscilaciones entre áreas, mejorando el amortiguamiento desde un valor inicial de 0.0629 hasta 0.1148.

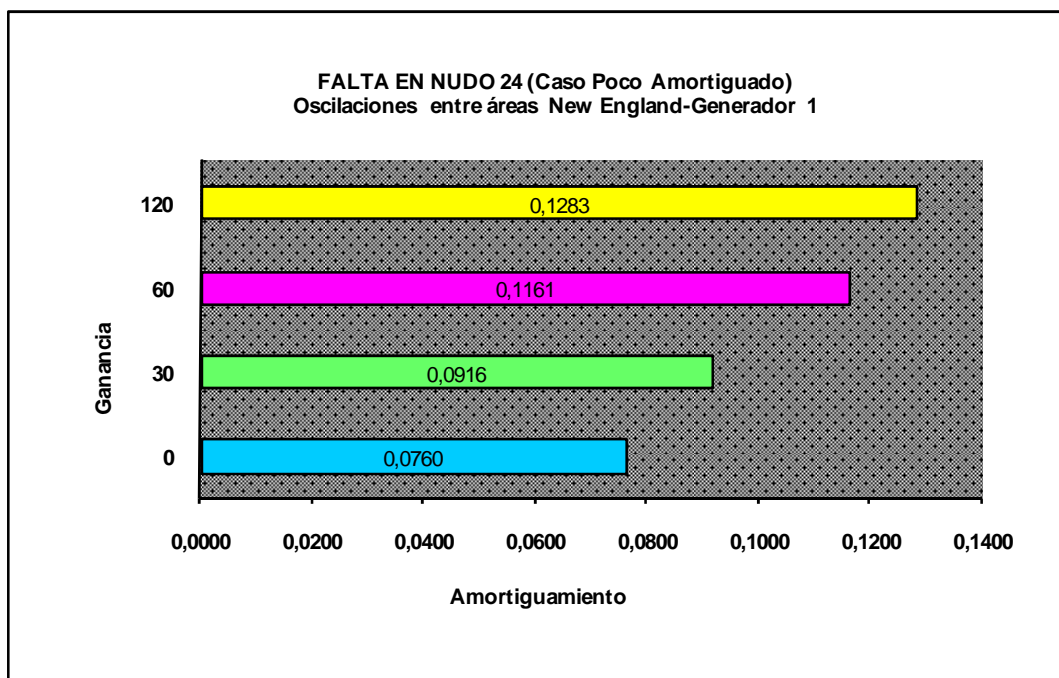


Figura 5.56: Componente fundamental del flujo de potencia para diferentes ganancias.

6 Aplicación al sistema eléctrico Peninsular Español

El estabilizador eólico descrito en el capítulo anterior ha sido aplicado a un modelo dinámico del Sistema Eléctrico Peninsular Español proporcionado por el operador del sistema Español Red Eléctrica de España, con el fin de evaluar su efecto sobre las oscilaciones de potencia eléctrica a través de la interconexión con Francia [Anexo A] después de una perturbación severa en la red de transporte.

En este estudio ha sido empleado un modelo reducido de parque eólico para adaptar el modelo de parque a la extensión y complejidad del modelo de red. Las siguientes secciones muestran respectivamente el modelo de parque, el caso base analizado y los resultados obtenidos en las simulaciones.

6.1 Modelo de parque eólico

El modelo de parque expuesto en la sección 5.2 ha sido simplificado para su aplicación en este estudio, con una doble finalidad:

- 1.- Reducir la carga computacional del modelo, dado que el caso es muy extenso e incluye centenares de parques eólicos
- 2.- Retener únicamente las características fundamentales del modelo y facilitar así el análisis de los resultados, que se ve dificultado por la complejidad del caso.

La figura 6.1 muestra el esquema utilizado. Únicamente se preservan en cada parque la referencia de potencia activa aportada por el control de la turbina P_w y la referencia de potencia reactiva Q_{ref} , que permanecen constantes, así como el lazo de control del estabilizador eólico.

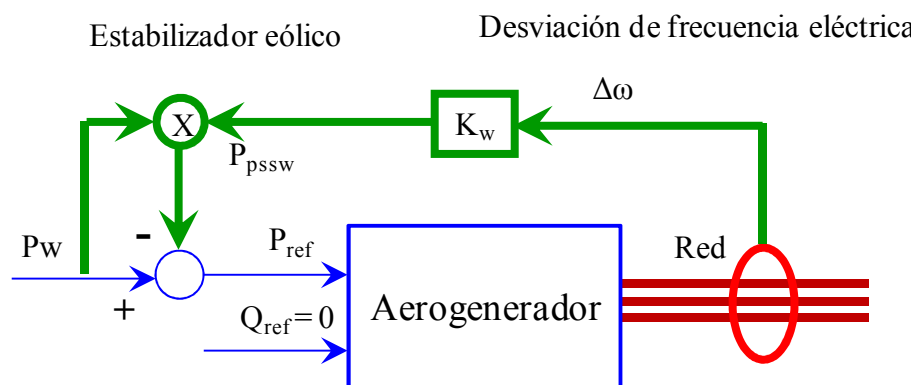


Figura 6.1: Modelo reducido de control del aerogenerador.

Como se explicó anteriormente, la acción de control se calcula multiplicando la desviación de frecuencia por una ganancia y por la referencia de potencia aportada por el control de la turbina, según la ecuación (5.2).

La referencia de potencia reactiva se ha mantenido nula en todo momento, de forma que el aerogenerador opera siempre con factor de potencia unidad. Este es el modo de operación típico de los aerogeneradores en el Sistema Peninsular. Es de suponer que otros modos de control de reactiva, como la imposición de un factor de potencia distinto de uno, o el control de tensión en el nudo de conexión, ejercerían poca influencia en los resultados.

En caso de caída significativa de la tensión, por ejemplo durante un cortocircuito, la corriente de salida es limitada a un valor máximo fijado en el 110% de la corriente nominal. Cada parque eólico equipado con el sistema de control descrito está asociado a una protección de mínima tensión con retardo de acuerdo con el Procedimiento de Operación 12.3. “Requisitos de respuesta frente a huecos de tensión de instalaciones eólicas”. Es decir, cada uno de estos parques cumple con la curva de tensión-tiempo de dicho procedimiento, y se desconecta si la tensión cae por debajo de dicha curva.

6.2 Caso base

El sistema simulado representa una situación punta de demanda en invierno del Sistema Eléctrico Peninsular, correspondiente a una previsión para el año 2011. El caso incluye en la interconexión con Francia, además de las líneas de enlace actualmente existentes representadas en la figura 6.2, una línea de doble circuito por Gerona que actualmente no está en operación. La importación inicial de potencia desde Francia asciende a 1500 MW. El flujo de potencia activa por la interconexión con Francia se obtiene a partir de la suma de los flujos por todas las líneas de enlace.

El modelo incluye en total 2000 MW eólicos instalados sujetos a un reparto homogéneo de viento, de manera que los parques generan un 80% de la potencia instalada. La adecuación técnica a la normativa de soporte de huecos asciende al 75% de los parques, lo cual quiere decir que el 25% restante de los parques se desconecta si la tensión desciende por debajo del 85% del valor nominal.

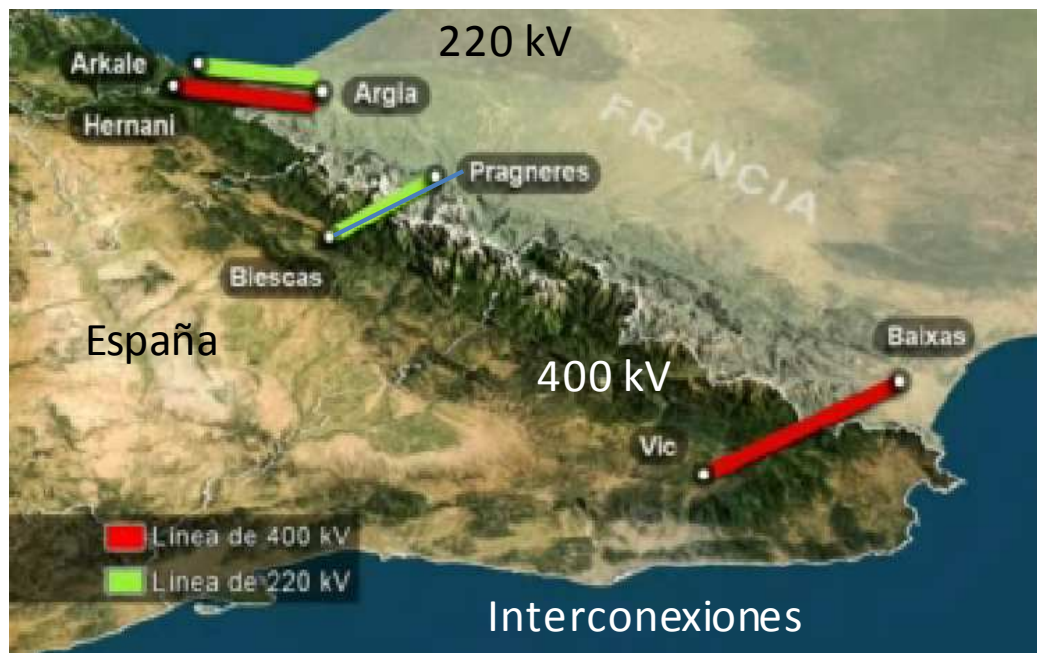


Figura 6.2: Interconexiones Francia-España.

Sobre este caso base, y sin aplicar aún el sistema de control propuesto, se han simulado un conjunto de perturbaciones significativas seleccionadas por Red Eléctrica de España. En cada caso se ha determinado el número de parques desconectados por la actuación de sus correspondientes protecciones. A la vista de los datos obtenidos, han sido seleccionadas tres perturbaciones para su análisis en profundidad en relación con el esquema de control propuesto, que corresponden a dos cortocircuitos especialmente severos y a una pérdida de generación.

Las tres perturbaciones analizadas son dos cortocircuitos trifásicos francos en nudos de 400 kV, uno en una zona céntrica de la red y otro en levante, y una pérdida importante de generación en la zona noroeste peninsular. La figura 6.3 muestra la localización aproximada de las tres perturbaciones.



Figura 6.3: Casos analizados.

6.3 Caso 1: Cortocircuito en Levante

El cortocircuito se produce en el nudo de 400 kV, y provoca la pérdida inmediata de 577 MW de producción en una central convencional así como la desconexión de 20 parques eólicos por la actuación de su protección de mínima tensión. La figura 6.4 presenta la potencia eólica acumulada por zona.

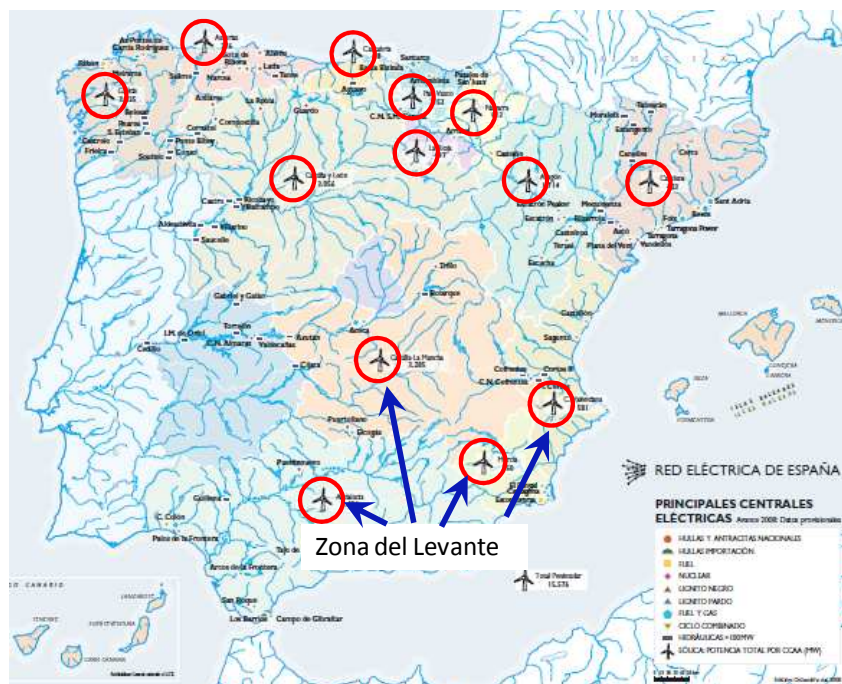


Figura 6.4: Potencia eólica acumulada por zona, zona del levante.

Las siguientes figuras 6.5, 6.6, y 6.7 muestran el flujo de potencia activa a través de la interconexión Francia-España al producirse el cortocircuito. Las figuras corresponden a ganancias del estabilizador 0, 8 y 32 respectivamente.

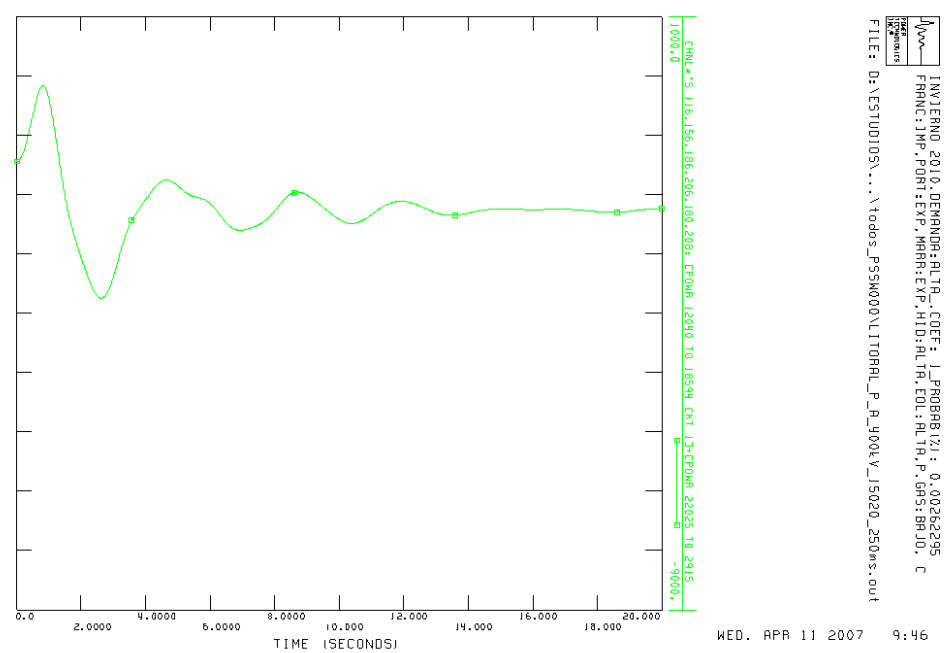


Figura 6.5: Cortocircuito en Levante, flujo de potencia España-Francia, sin estabilizador.

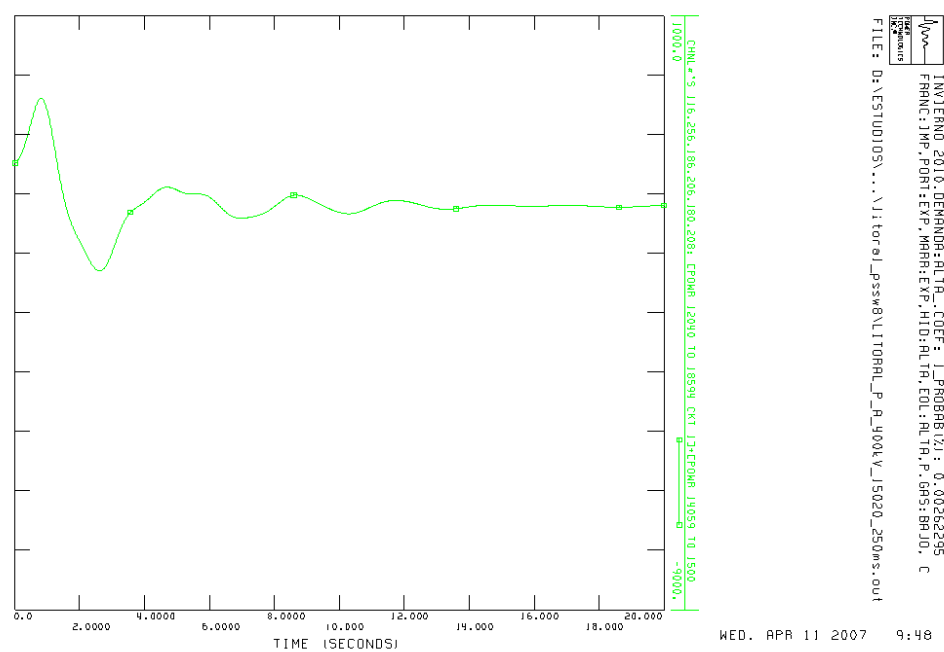


Figura 6.6: Cortocircuito en Levante, flujo de potencia España-Francia, Ganancia 8.

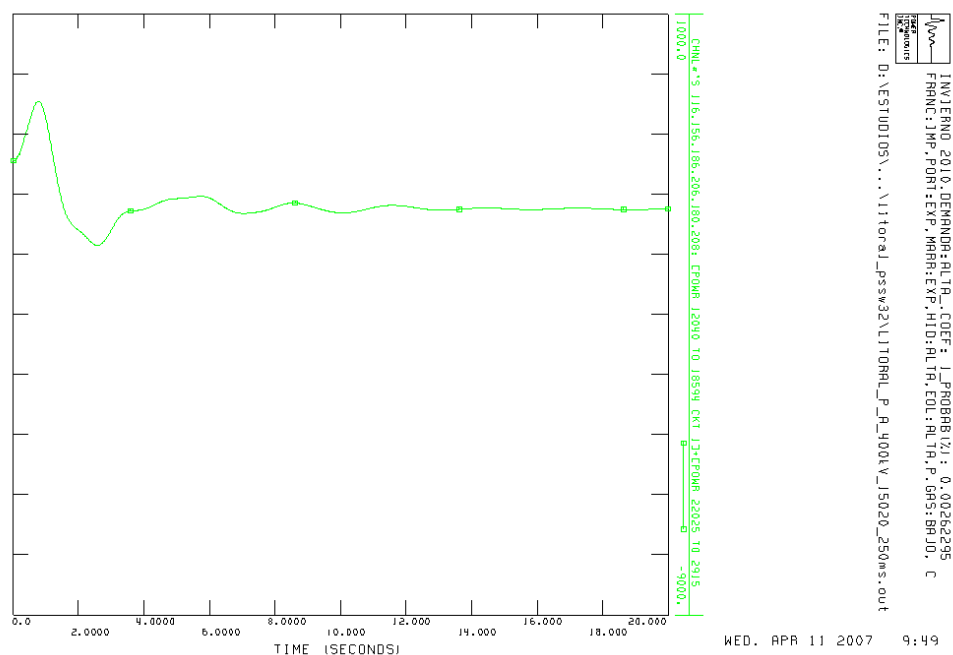


Figura 6.7: Cortocircuito en Levante, flujo de potencia España-Francia, Ganancia 32.

Como puede observarse, los parques eólicos de velocidad variable contribuyen a amortiguar las oscilaciones electromecánicas a través de la frontera franco-española entre el Sistema Eléctrico Peninsular y el resto de la red de la UCTE. La acción amortiguadora de los parques aumenta con la ganancia aplicada, y por tanto es máxima el caso de la ganancia $K=32$. Para evaluar en qué medida esta acción controladora afecta a la producción de los parques, la figura 6.8 muestra la producción de 5 parques eólicos correspondientes a cada una de las cinco zonas del Sistema Eléctrico Peninsular al aplicarse la ganancia $K=32$.

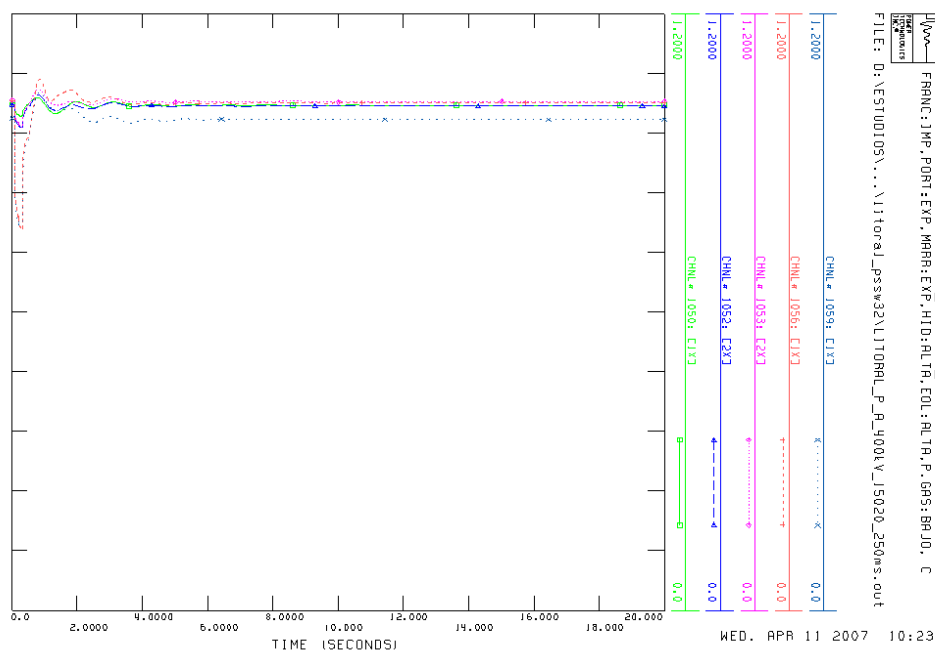


Figura 6.8: Cortocircuito en Levante, Producción de 5 parques eólicos, Ganancia 32.

Como puede apreciarse, la variación de la producción es pequeña. Únicamente desciende significativamente en algún parque durante el fallo, pero esto es debido a la caída de tensión y a la limitación de corriente en los convertidores, factores ajenos al sistema de control propuesto.

Conviene señalar que, a la vista de esta figura, los aerogeneradores tienden a producir menos, y por tanto a acelerarse, durante el fallo. El pequeño exceso de energía cinética ganado en este momento puede ser suficiente para permitir ejercer el control de potencia sin necesidad de sistemas de almacenamiento de energía y sin reserva de energía eólica.

Descomposición Modal

El intervalo de tiempo utilizado para la descomposición modal es [2,18] segundos. La figura 6.9 y la tabla 6.1 muestran el amortiguamiento de la componente fundamental de la oscilación de potencia activa entre España y Francia en relación con la ganancia del estabilizador eólico. Como puede observarse, el amortiguamiento mejora significativamente a causa del efecto estabilizador de los parques eólicos.

Ganancia	Ti(s)	Tf(s)	Skip	Error (%)	Frec (Hz)	Sigma	Omega	Amortiguamiento
0	2	18	8	0,145	0,263	-0,237	1,652	0,142
8	2	18	8	0,105	0,265	-0,305	1,662	0,180
32	2	18	8	0,576	0,284	-0,496	1,782	0,268

Tabla 6.1: Falta en Levante, componente fundamental.

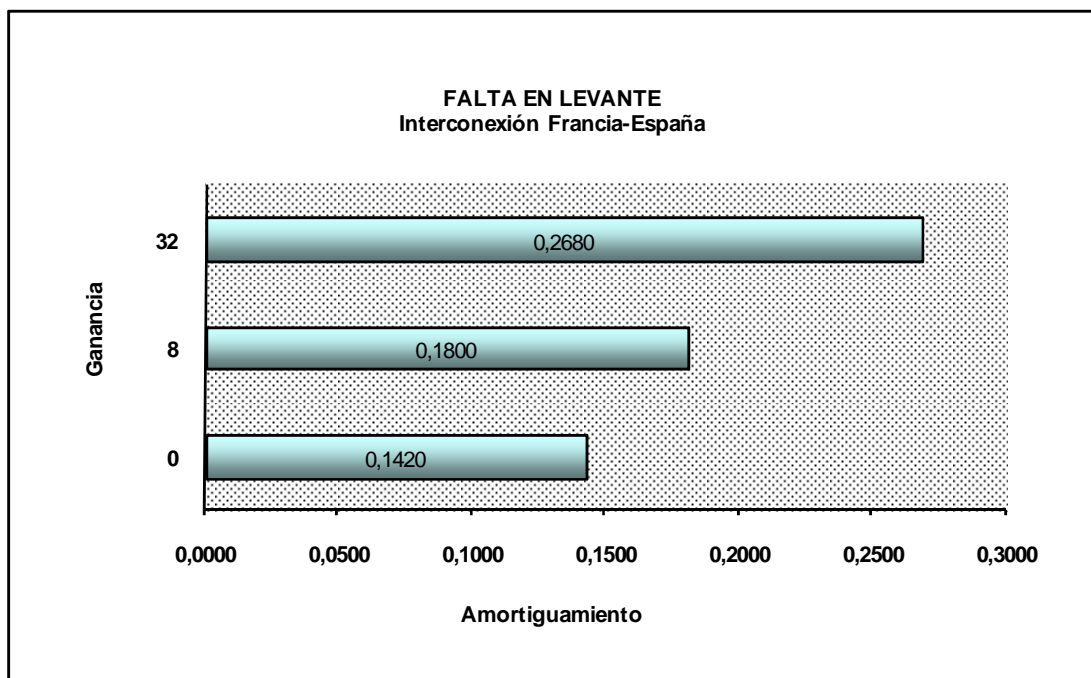


Figura 6.9: Falta en Levante, componente fundamental (0.26 Hz).

6.4 Caso 2: Cortocircuito en la zona central

La segunda perturbación estudiada ha sido elegida por su situación y porque provoca la pérdida de un número elevado de parques eólicos, lo que puede limitar la acción amortiguadora de los parques sobre las oscilaciones electromecánicas.

El cortocircuito se produce en un nudo de 400 kV. de la zona central como muestra la figura 6.10 y provoca la pérdida inmediata de 1119 MW de producción convencional más la desconexión de 45 parques eólicos por la actuación de sus protecciones de mínima tensión.

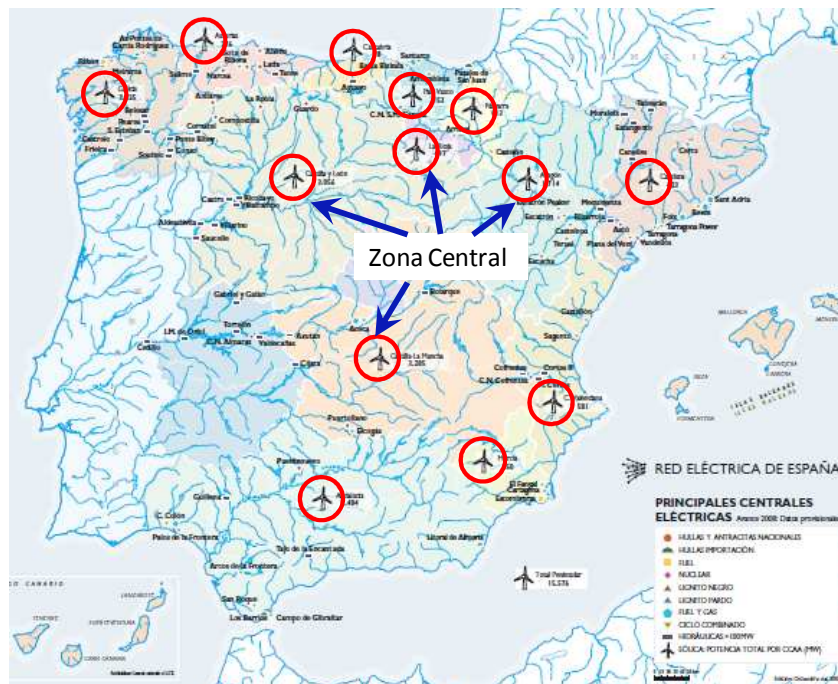


Figura 6.10: Potencia eólica acumulada por zona, zona central

La Tabla 6.2 y las figuras 6.11 a la 6.14 representan las mismas variables que en la sección anterior. De nuevo puede observarse el efecto amortiguador del sistema de control, así como la variación de la producción de los parques eólicos. Las figuras corresponden a ganancias del estabilizador 0, 8 y 32 respectivamente.

Ganancia	Ti(s)	Tf(s)	Skip	Error (%)	Frec (Hz)	Sigma	Omega	Amortiguamiento
0	2	18	8	0,06	0,264	-0,249	1,659	0,148
8	2	18	8	0,14	0,263	-0,309	1,650	0,184
32	2	18	8	0,14	0,220	-0,659	1,381	0,431

Tabla 6.2: Falta en la zona central, componente fundamental.

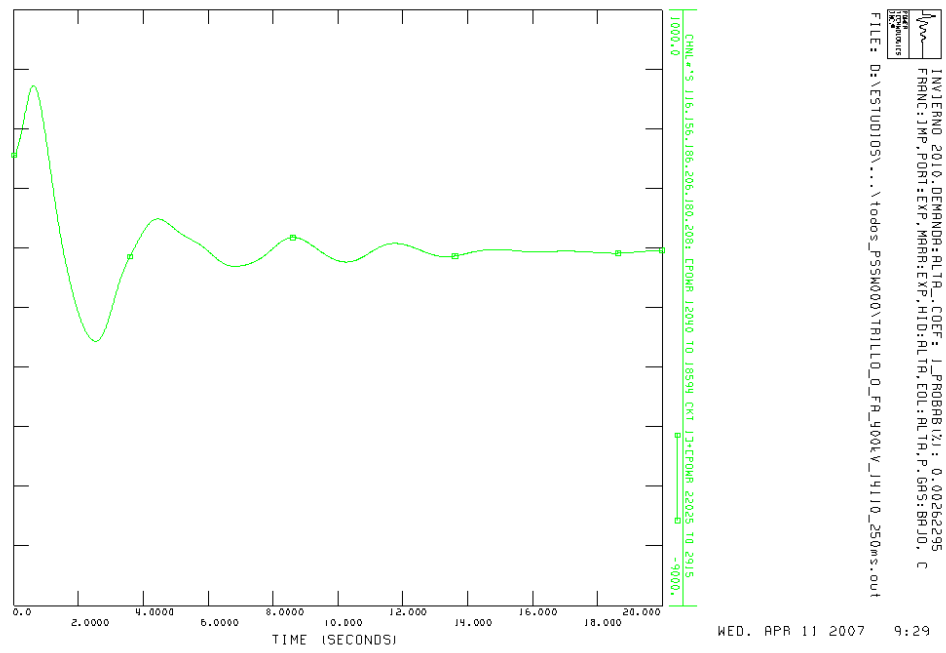


Figura 6.11: Cortocircuito zona central, flujo de potencia España-Francia, sin estabilizador.

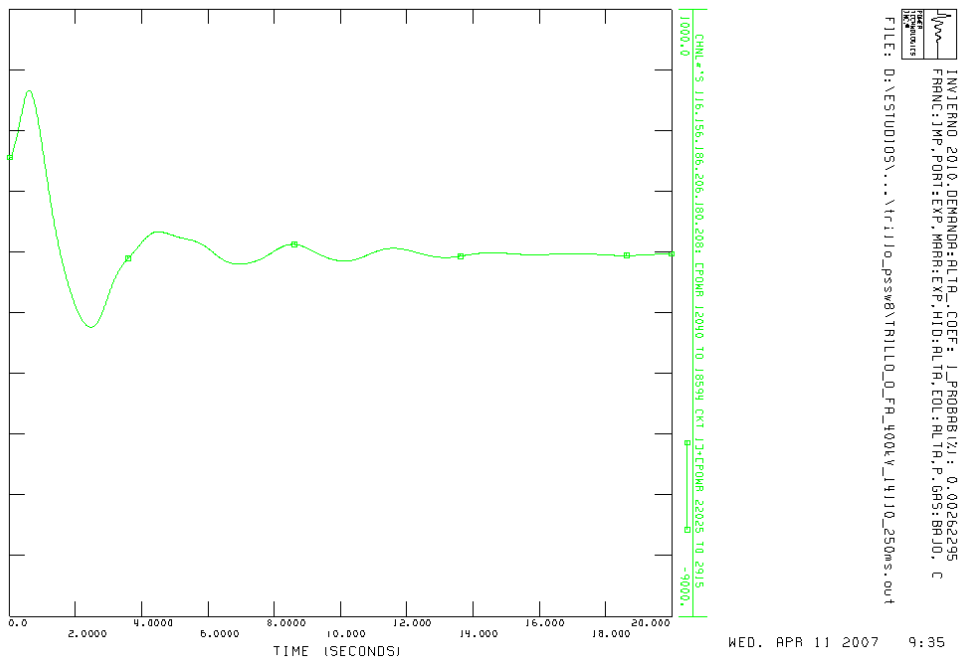


Figura 6.12: Cortocircuito en la zona central, flujo de potencia España-Francia, ganancia 8.

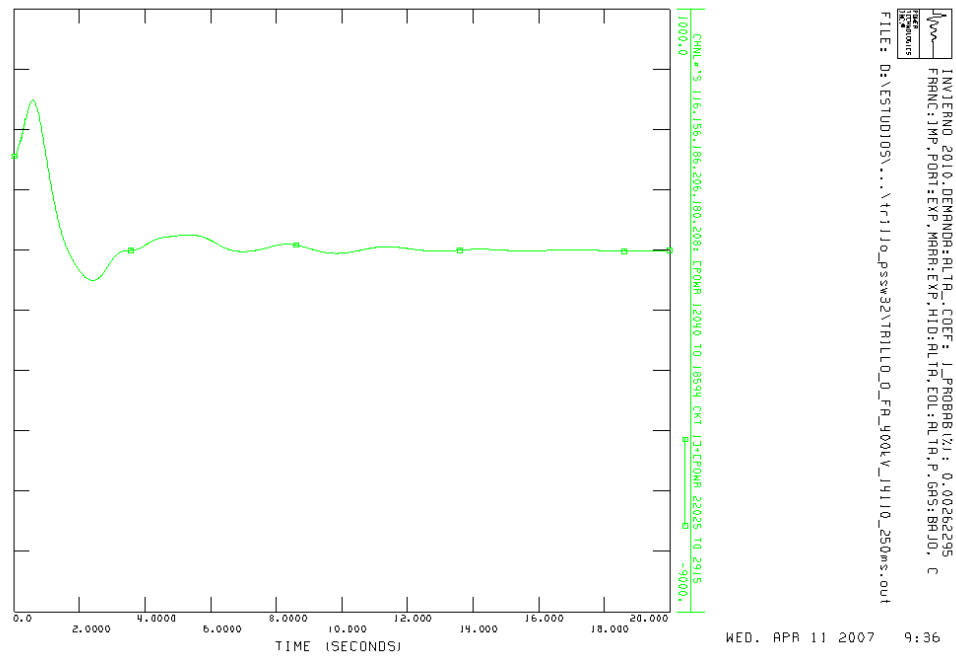


Figura 6.13: Cortocircuito en la zona central, flujo de potencia España-Francia, ganancia 32.

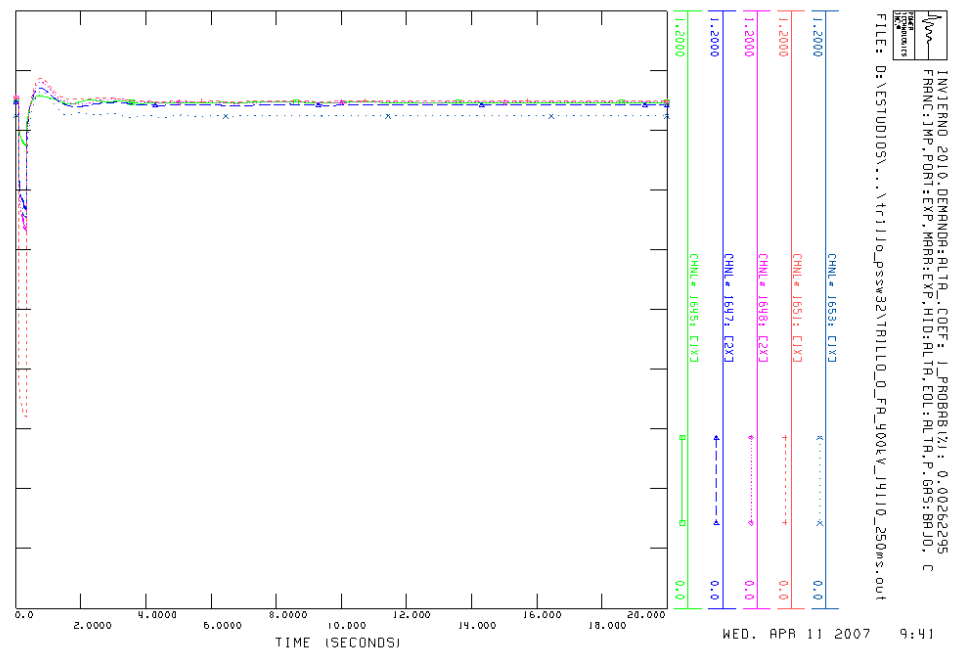


Figura 6.14: Cortocircuito en la zona central, Producción de 5 parques eólicos, ganancia 32.

Descomposición Modal: El intervalo de tiempo utilizado para la descomposición modal es [2,18] segundos. La figura 6.15 muestra el amortiguamiento de la componente fundamental de la oscilación de potencia activa entre España y Francia en relación con la ganancia del estabilizador. De nuevo puede observarse que el amortiguamiento mejora significativamente a causa del efecto estabilizador de los parques eólicos.

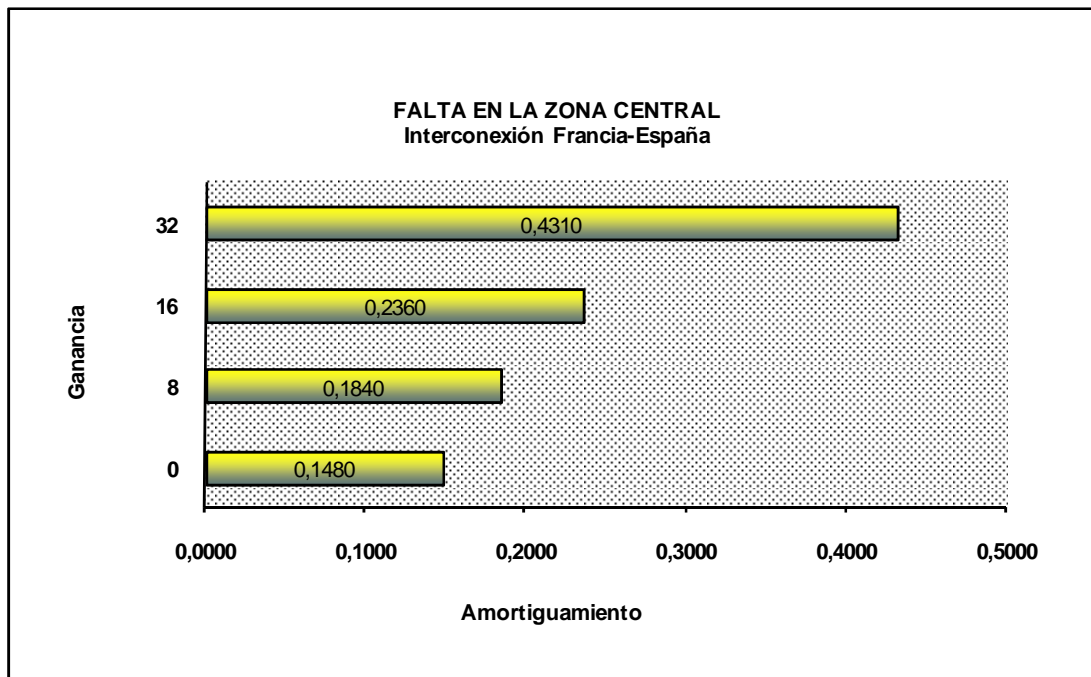


Figura 6.15: Falta en la zona central, componente fundamental (0.26 Hz).

6.5 Caso 3: Pérdida de generación

El tercer caso analizado consiste en la pérdida de 1083 MW de generación convencional en la zona noroeste de la Península. La zona donde se produce la pérdida está relativamente lejos de la interconexión con Francia, por lo que es de esperar que el flujo a través de la misma no esté muy influido por modos de oscilación locales.

Las siguientes figuras 6.16 a la 6.18 representan las mismas variables que en las partes anteriores. De nuevo puede observarse el efecto amortiguador del sistema de control, así como la variación de la producción de los parques eólicos. Las figuras corresponden a ganancias del estabilizador 0, 10 y 20 respectivamente.

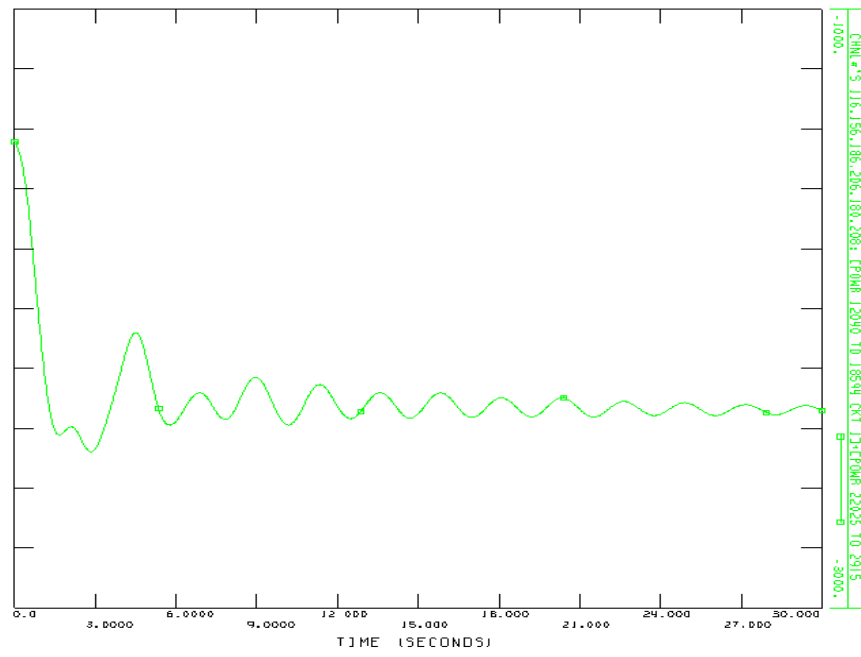


Figura 6.16: Pérdida de generación, flujo de potencia España-Francia, sin estabilizador eólico.

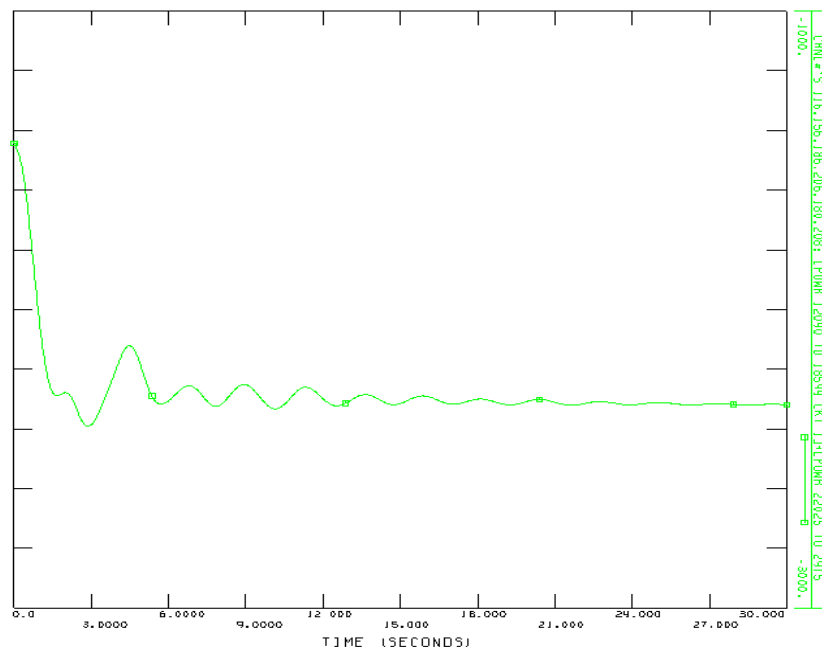


Figura 6.17: Pérdida de generación, flujo de potencia España-Francia, ganancia 10.

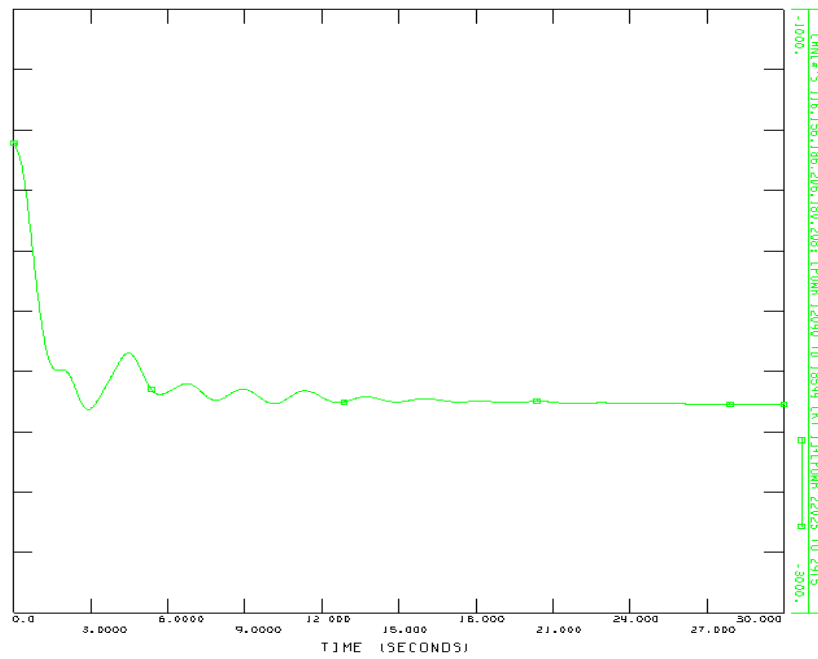


Figura 6.18: Pérdida de generación, flujo de potencia España-Francia, ganancia 20.

Las figuras 6.19 y 6.20 muestran la potencia de salida de varios parques eólicos situados en las zonas noroeste, norte, este, centro y sur. Puede comprobarse que la variación de potencia provocada por el lazo de control de estabilización de potencia es muy pequeña.

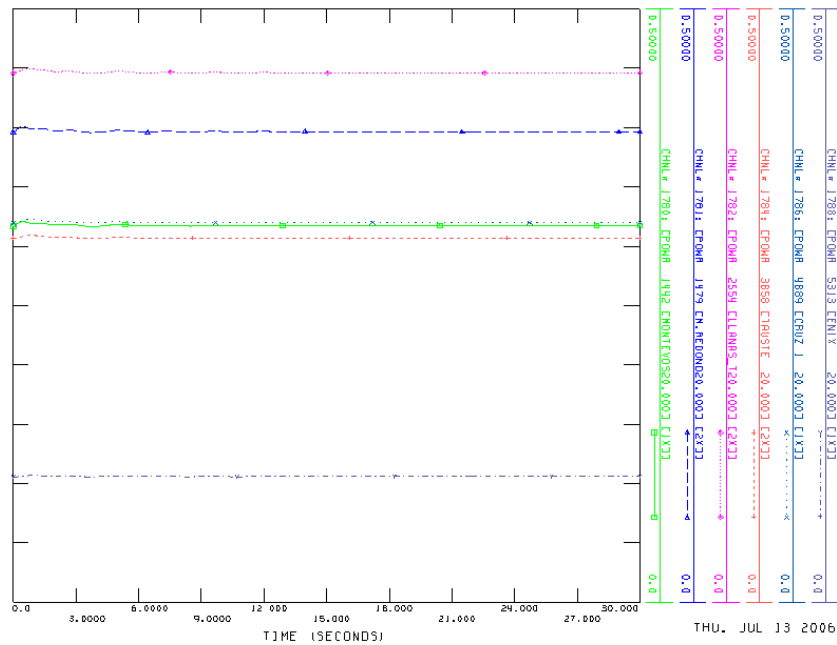


Figura 6.19: Pérdida de generación, Producción de parques eólicos, ganancia 10.

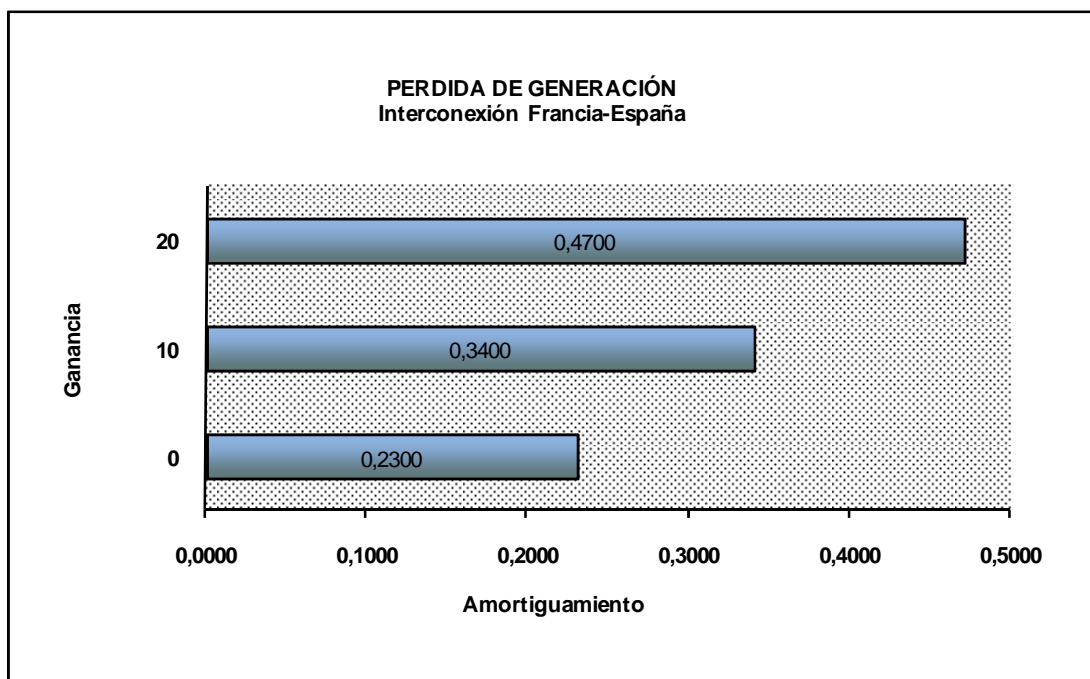


Figura 6.22: Pérdida de generación, componente 2 (0.25 Hz).

7 Conclusiones

7.1 Conclusiones relativas a estabilidad de pequeña señal de un sistema eléctrico con parques eólicos

- En el cálculo de los autovalores para el sistema de New England modificado, se han encontrado para las cuatro condiciones de carga que un modo de oscilación es poco amortiguado para la condición mínima, y un modo de oscilación es inestable para la condición crítica. Al modo inestable se le aplicó un procedimiento que consistió en mover el modo inestable hacia la izquierda del plano complejo hasta conseguir que su parte real sea negativa, logrando el mejor resultado al actuar en el despacho de generación. El mismo procedimiento se aplicó a un sistema estable que contenga modos de oscilación poco amortiguados, consiguiendo los niveles de amortiguamiento requeridos.
- La conexión del parque eólico tiene un efecto pequeño en los autovalores, porque produce solamente un ligero movimiento en ciertos autovalores del sistema. Este efecto se debe tanto a la tecnología del parque que es muy diferente de las plantas convencionales, como al redespacho de generación.
- Acciones de control pueden realizarse para prevenir oscilaciones, ya que el cálculo de los autovalores puede distinguir modos de oscilaciones ligeramente amortiguados.
- El rendimiento de la red neuronal dependerá mucho de los datos, arquitectura y tipo de aprendizaje. Por lo que lo que el análisis se lo realiza heurísticamente para cada una de las etapas de diseño de la red.
- La modelación que realiza la red neuronal al fenómeno de estabilidad oscilatoria es muy precisa y poderosa, en el caso de este trabajo los errores mostrados por la red en comparación con los reales son muy bajos.
- Es importante destacar que la red neuronal no recibe ninguna información del estado de la red de transmisión, para el caso de contingencias se aplicará la misma metodología pero se necesitaría un número considerable de muestras para el entrenamiento de la red.
- Características como la demanda, topología de la red inciden de forma directa en el comportamiento de un sistema de potencia ante la presencia de una perturbación. Por lo que los modos de oscilación serán distintos bajo diferentes escenarios.

7.2 Conclusiones relativas a estabilidad de sistemas eléctricos mediante estabilizadores eólicos.

- Se ha presentado como los parques eólicos pueden amortiguar oscilaciones de potencia entre áreas de manera de un simple lazo de control. Este lazo de control tiene muchas ventajas:
 - Es más simple que los estabilizadores de potencia PSS
 - Puede ser ejecutado en aerogeneradores modernos a muy bajo costo
 - Utiliza solo variables locales (frecuencia en el punto de conexión)
- Se ha propuesto una técnica de regulación de aerogeneradores, compatible con la tecnología actual, cuyo fin es atenuar las oscilaciones electromecánicas en el seno de un sistema eléctrico.
- Las simulaciones muestran que el sistema contribuye sensiblemente a la atenuación de las oscilaciones de potencia entre área 1 (Generador 1) y área 2 (Sistema New England). Cuanto mayor es la ganancia del lazo de control, mayor es el amortiguamiento de las oscilaciones, y mayores también las variaciones de potencia requeridas a los parques eólicos respecto a su punto de funcionamiento inicial.
- El sistema propuesto repercute sobre la regulación primaria, al establecer una relación entre la frecuencia y la potencia generada por los parques. Esta relación es lineal, y corresponde a un estatismo $R=1/K$, donde K es la ganancia del lazo de control.
- El sistema propuesto mejora el comportamiento dinámico el sistema después de una perturbación severa, por lo que puede considerarse su implantación como un requerimiento futuro a los parques eólicos, o bien como un servicio remunerable. En este punto, es conveniente considerar dos aspectos en los que el sistema se aleja sustancialmente de la operación actual de los sistemas con generación eólica:
 - Desde el punto de vista de los productores de energía eólica, el sistema es viable con la tecnología disponible actualmente. Sin embargo, puede requerirse la implantación de una reserva de generación que supondría una reducción de los ingresos por energía generada, o bien de algún sistema de almacenamiento de energía. Estos requerimientos serían pequeños en el caso de buscar únicamente la atenuación de las oscilaciones electromecánicas, y mayores en el caso de aprovechar la participación en la regulación primaria. Su determinación exacta depende de cada aerogenerador y de las desviaciones de frecuencia esperadas en el sistema eléctrico al que se conectan.
 - Desde el punto de vista de la operación del sistema eléctrico, el sistema supone un cierto cambio de mentalidad respecto a la operación de los generadores síncronos

convencionales, en los que la producción de potencia es función de la desviación angular.

- Para evaluar el efecto del sistema propuesto, se han simulado varias perturbaciones severas en una situación punta de demanda en el sistema eléctrico Peninsular, sobre un horizonte correspondiente a 2011, con una potencia eólica instalada de 20000 MW y una producción eólica elevada. Las simulaciones realizadas muestran que el sistema contribuye sensiblemente a la atenuación de las oscilaciones de potencia entre España y Francia. Cuanto mayor es la ganancia del lazo de control, mayor es el amortiguamiento de las oscilaciones, y mayores también las variaciones de potencias requeridas a los parques eólicos respecto a su punto de funcionamiento inicial.
- El proyecto ha evaluado si la pérdida de una parte importante de generación eólica, como consecuencia del hueco de tensión asociado al fallo, reduce significativamente la capacidad de amortiguamiento del sistema considerado. Para ello han sido simulada dos faltas que acarreen la pérdida de una cantidad, respectivamente reducida y elevada de parques eólicos. En ambos casos las oscilaciones entre España y Francia se amortiguan significativamente. Es decir, los resultados no indican una limitación relevante del sistema en este sentido.

7.3 Aportaciones originales

- Propuesta de una metodología para predicción de oscilaciones utilizando redes neuronales artificiales, tomando como entradas parámetros del sistema y las salidas son los modos de oscilación del sistema
- Propuesta de una metodología para amortiguar oscilaciones utilizando redes neuronales artificiales.
- Programación de la red neuronal artificial en Matlab.
- Diseño del estabilizador eólico para amortiguar oscilaciones.
- Programación del modelo completo de parque eólico y estabilizador eólico en PSS/E.
- Programación del modelo reducido de parque eólico y estabilizador eólico en PSS/E.
- Aplicación de descomposición modal para seleccionar las ganancias de los estabilizadores eólicos.
- Modificación del sistema New England para llevarle a una situación inestable, y poder utilizarlo en estudios de pequeña señal. Las modificaciones más importantes son: variación de parámetros hasta conseguir situaciones inestables, ingresos de los

parques eólicos, selección de modelos de excitatrices, reguladores de velocidad para utilizar la librería del PSS/E.

7.4 Sugerencias para trabajos futuros

- Predecir los autovalores con redes neuronales detectando los diferentes tipos de bifurcaciones y resonancia.
- Análisis del efecto del estabilizador en cada aerogenerador del parque eólico, para analizar su contribución real.
- Ubicación optima de estabilizadores de potencia y eólicos utilizando la técnica análisis de residuos y descomposición modal.
- Resintonización de estabilizadores eólicos y de potencia utilizando inteligencia artificial y análisis de residuos.
- Introducción de un filtro dinámico y acoplador de inducción en un aerogenerador de velocidad variable para analizar su efecto en la regulación primaria del sistema.
- Utilización de redes neuronales para modelar las variaciones de tensión en los distintos nudos del sistema y con eso realizar un análisis de la estabilidad de tensión.

8. Publicaciones y proyectos

8.1 Publicaciones

1. IEEE, Power Tech 2007 1-5 July 2007 Lausanne-Switzerland, *Contribution of variable-speed wind farms to damping of power system oscillations.*

Autores: Pablo Ledesma y Carlos Gallardo; Lausana-Suiza. Julio de 2007

2. IEEE eit2008, *Damping oscillations using a PSS for variable-speed wind power converter.*

Autores: Pablo Ledesma y Carlos Gallardo; Iowa-Estados Unidos. Mayo de 2008

3. IEEE eit2008, *Modification of Power System Linearization at the operating point to improve the stability in Power Systems including wind parks.*

Autores: Pablo Ledesma y Carlos Gallardo; Iowa-Estados Unidos. Mayo de 2008

4. IEEE IECON 2008, *Damping of inter-area mode oscillations with high penetration of the Power System in Wind.*

Autores: Pablo Ledesma y Carlos Gallardo; Orlando-Estados Unidos. Noviembre de 2008

5. IEEE IEMDC 2009, *Function Approximation with Neural Networks for obtaining an operating point sufficiently small signal stable in Power System including wind Parks.*

Autores: Pablo Ledesma y Carlos Gallardo; Miami-Estados Unidos. Mayo de 2009.

6. IEEE IEMDC 2009, *Design and Coordination of Wind Stabilizers for Damping Power System Oscillations using Modal Decomposition.*

Autores: Pablo Ledesma y Carlos Gallardo; Miami-Estados Unidos. Mayo de 2009

7. WSEAS Issue 2, Volume 1, February 2006 ISSN 1790-5079, *“Development of a voltage dip model in PSS/E and application to a case with a fixed-speed wind mill.*

Autores: Pablo Ledesma y Carlos Gallardo; Tenerife-España. Febrero de 2006

8. WSEAS, Energy and Environment III, Proceedings of the 3rd IASME/WSEAS International Conference on Energy & Environment (EE'08) ISBN: 978-960-6766-43-5. ISSN: 1790-5095. *Predicting, controlling and damping inter-area mode oscillations in Power Systems including wind parks .*

Autores: Pablo Ledesma y Carlos Gallardo; Cambridge-Inglaterra. Febrero de 2008

9. WSEAS, July 2008 7th WSEAS Int. Conf. on Applications of Electrical Engineering (AEE'2008). *Methods for Obtaining an Operating Point Sufficiently Small Signal Stable in Power Systems Including Wind Parks* .

Autores: P. Ledesma y C. Gallardo; Trondheim-Noruega Julio de 2008

10. WSEAS, July 2008 7th WSEAS Int. Conf. on Applications of Electrical Engineering (AEE'2008). *Analysis of Inter-area Mode Oscillations using a PSS for Variable Speed Wind Power Converter and Modal Decomposition*.

Autores: P. Ledesma y C. Gallardo; Trondheim-Noruega Julio de 2008

11. Revista Jornadas en Ingeniería Eléctrica y Electrónica JIEE, vol 19. 2006. “*Predicción de la Demanda de Energía Eléctrica utilizando Redes Neuronales Artificiales*”.

Autor: C. Gallardo; Quito-Ecuador Julio de 2006

8.2 Proyectos

1. Red Eléctrica de España, Técnicas de control de los parques eólicos para la mejora de la estabilidad del sistema Eléctrico. Duración: 2 años

- **Parte I:** Desarrollo de estabilizadores de sistemas eléctricos para parques eólicos de velocidad Variable
- **Parte II:** Implantación de este sistema de control en los modelos de parque eólico de velocidad variable disponibles en PSS/E
- **Parte III:** Aplicación del sistema desarrollado a casos de interés para Red Eléctrica de España
- **Parte IV:** Modificaciones y mejoras de los modelos de parque eólico de velocidad variable desarrollados en proyectos anteriores

Madrid-España de Febrero de 2005 hasta Julio 2007

Apéndices

I Datos del sistema de New England en PSS/E

a) Datos estáticos del sistema de New England (.raw)

```
0, 100.00      / PSS/E-29.4  THU, APR 19 2007 22:38
NEW ENGLAND TEST SYSTEM, 39 BUSES, 9 GENERATORS
1,'  ', 1.0000,1, 0.000, 0.000, 1, 1,1.02770, -4.2927, 1
2,'  ', 1.0000,1, 0.000, 0.000, 1, 1,1.03304, 6.8262, 1
3,'  ', 1.0000,1, 0.000, 0.000, 1, 1,1.00948, 6.0350, 1
4,'  ', 1.0000,1, 0.000, 100.000, 1, 1,0.98144, 5.2940, 1
5,'  ', 1.0000,1, 0.000, 200.000, 1, 1,0.97199, 5.1902, 1
6,'  ', 1.0000,1, 0.000, 0.000, 1, 1,0.97497, 5.9755, 1
7,'  ', 1.0000,1, 0.000, 0.000, 1, 1,0.91612, 2.7863, 1
8,'  ', 1.0000,1, 0.000, 0.000, 1, 1,0.92980, 1.6504, 1
9,'  ', 1.0000,1, 0.000, 0.000, 1, 1,0.99394, -6.2031, 1
10,' ', 1.0000,1, 0.000, 0.000, 1, 1,0.99474, 9.7351, 1
11,' ', 1.0000,1, 0.000, 0.000, 1, 1,0.98653, 8.4873, 1
12,' ', 1.0000,1, 0.000, 0.000, 1, 1,0.97500, 8.8771, 1
13,' ', 1.0000,1, 0.000, 0.000, 1, 1,0.99153, 9.4015, 1
14,' ', 1.0000,2, 0.000, 0.000, 1, 1,0.98826, 8.7216, 1
15,' ', 1.0000,1, 0.000, 0.000, 1, 1,0.98644, 9.8214, 1
16,' ', 1.0000,2, 0.000, 0.000, 1, 1,1.00154, 11.9713, 1
17,' ', 1.0000,2, 0.000, 0.000, 1, 1,1.00792, 10.2354, 1
18,' ', 1.0000,1, 0.000, 0.000, 1, 1,1.00650, 8.1822, 1
19,' ', 1.0000,1, 0.000, 0.000, 1, 1,1.03871, 16.6958, 1
20,' ', 1.0000,1, 0.000, 0.000, 1, 1,0.98479, 15.2459, 1
21,' ', 1.0000,1, 0.000, 0.000, 1, 1,1.01047, 14.4703, 1
22,' ', 1.0000,1, 0.000, 0.000, 1, 1,1.03839, 19.0306, 1
23,' ', 1.0000,1, 0.000, 0.000, 1, 1,1.03299, 18.8285, 1
24,' ', 1.0000,1, 0.000, 0.000, 1, 1,1.00976, 12.0902, 1
25,' ', 1.0000,1, 0.000, 0.000, 1, 1,1.04943, 8.8340, 1
26,' ', 1.0000,1, 0.000, 0.000, 1, 1,1.03529, 9.8250, 1
27,' ', 1.0000,1, 0.000, 0.000, 1, 1,1.01698, 8.8057, 1
28,' ', 1.0000,1, 0.000, 0.000, 1, 1,1.03315, 13.4501, 1
29,' ', 1.0000,1, 0.000, 0.000, 1, 1,1.03324, 16.2979, 1
30,' ', 1.0000,2, 0.000, 0.000, 1, 1,1.04750, 9.2828, 1
31,' ', 1.0000,2, 0.000, 0.000, 1, 1,1.02000, 13.3033, 1
32,' ', 1.0000,2, 0.000, 0.000, 1, 1,0.98310, 17.9126, 1
33,' ', 1.0000,2, 0.000, 0.000, 1, 1,0.99720, 21.9390, 1
34,' ', 1.0000,2, 0.000, 0.000, 1, 1,1.01230, 20.4506, 1
35,' ', 1.0000,2, 0.000, 0.000, 1, 1,1.04930, 24.0469, 1
36,' ', 1.0000,2, 0.000, 0.000, 1, 1,1.06350, 26.7594, 1
37,' ', 1.0000,2, 0.000, 0.000, 1, 1,1.02780, 15.6597, 1
38,' ', 1.0000,2, 0.000, 0.000, 1, 1,1.02650, 23.4282, 1
39,' ', 1.0000,3, 0.000, 0.000, 1, 1,1.03000, -10.9600, 1
0 / END OF BUS DATA, BEGIN LOAD DATA
1,'1',1, 1, 1, 0.000, 0.000, 0.000, 0.000, 0.000, 1
```

2,'1',1, 1, 1, 0.000, 0.000, 0.000, 0.000, 0.000, 0.000, 1											
3,'1',1, 1, 1, 322.000, 2.400, 0.000, 0.000, 0.000, 0.000, 1											
4,'1',1, 1, 1, 500.000, 184.000, 0.000, 0.000, 0.000, 0.000, 1											
5,'1',1, 1, 1, 0.000, 0.000, 0.000, 0.000, 0.000, 0.000, 1											
6,'1',1, 1, 1, 0.000, 0.000, 0.000, 0.000, 0.000, 0.000, 1											
7,'1',1, 1, 1, 233.800, 840.000, 0.000, 0.000, 0.000, 0.000, 1											
8,'1',1, 1, 1, 522.000, 176.000, 0.000, 0.000, 0.000, 0.000, 1											
9,'1',1, 1, 1, 0.000, 0.000, 0.000, 0.000, 0.000, 0.000, 1											
10,'1',1, 1, 1, 0.000, 0.000, 0.000, 0.000, 0.000, 0.000, 1											
11,'1',1, 1, 1, 0.000, 0.000, 0.000, 0.000, 0.000, 0.000, 1											
12,'1',1, 1, 1, 8.500, 88.000, 0.000, 0.000, 0.000, 0.000, 1											
13,'1',1, 1, 1, 0.000, 0.000, 0.000, 0.000, 0.000, 0.000, 1											
14,'1',1, 1, 1, 0.000, 0.000, 0.000, 0.000, 0.000, 0.000, 1											
15,'1',1, 1, 1, 320.000, 153.000, 0.000, 0.000, 0.000, 0.000, 1											
16,'1',1, 1, 1, 329.400, 323.000, 0.000, 0.000, 0.000, 0.000, 1											
17,'1',1, 1, 1, 0.000, 0.000, 0.000, 0.000, 0.000, 0.000, 1											
18,'1',1, 1, 1, 158.000, 30.000, 0.000, 0.000, 0.000, 0.000, 1											
19,'1',1, 1, 1, 0.000, 0.000, 0.000, 0.000, 0.000, 0.000, 1											
20,'1',1, 1, 1, 680.000, 103.000, 0.000, 0.000, 0.000, 0.000, 1											
21,'1',1, 1, 1, 274.000, 115.000, 0.000, 0.000, 0.000, 0.000, 1											
22,'1',1, 1, 1, 0.000, 0.000, 0.000, 0.000, 0.000, 0.000, 1											
23,'1',1, 1, 1, 247.500, 84.600, 0.000, 0.000, 0.000, 0.000, 1											
24,'1',1, 1, 1, 308.600, -92.200, 0.000, 0.000, 0.000, 0.000, 1											
25,'1',1, 1, 1, 224.000, 47.200, 0.000, 0.000, 0.000, 0.000, 1											
26,'1',1, 1, 1, 139.000, 17.000, 0.000, 0.000, 0.000, 0.000, 1											
27,'1',1, 1, 1, 281.000, 75.500, 0.000, 0.000, 0.000, 0.000, 1											
28,'1',1, 1, 1, 206.000, 27.600, 0.000, 0.000, 0.000, 0.000, 1											
29,'1',1, 1, 1, 283.500, 126.900, 0.000, 0.000, 0.000, 0.000, 1											
31,'1',1, 1, 1, 9.200, 4.600, 0.000, 0.000, 0.000, 0.000, 1											
39,'1',1, 1, 1, 1104.000, 250.000, 0.000, 0.000, 0.000, 0.000, 1											
0 / END OF LOAD DATA, BEGIN GENERATOR DATA											
14,'1', 250.000, 0.000, 0.000, 0.000,1.00000, 0, 300.000, 0.00000, 1.00000, 0.00000, 0.00000,1.00000,1, 100.0, 9999.000, -9999.000, 1,1.0000											
16,'1', 250.000, 0.000, 0.000, 0.000,1.00000, 0, 300.000, 0.00000, 1.00000, 0.00000, 0.00000,1.00000,1, 100.0, 9999.000, -9999.000, 1,1.0000											
17,'1', 250.000, 0.000, 0.000, 0.000,1.00000, 0, 300.000, 0.00000, 1.00000, 0.00000, 0.00000,1.00000,1, 100.0, 9999.000, -9999.000, 1,1.0000											
30,'1', 250.000, 234.876, 800.000, -500.000,1.04750, 0, 1000.000, 0.00140, 0.20000, 0.00000, 0.00000,1.00000,1, 100.0, 9999.900, 0.000, 1,1.0000											
31,'1', 572.930, 758.622, 800.000, -500.000,1.02000, 0, 1000.000, 0.02700, 0.20000, 0.00000, 0.00000,1.00000,1, 100.0, 9999.900, 0.000, 1,1.0000											
32,'1', 650.000, 309.153, 800.000, -500.000,0.98310, 0, 1000.000, 0.00386, 0.20000, 0.00000, 0.00000,1.00000,1, 100.0, 9999.900, 0.000, 1,1.0000											
33,'1', 632.000, 183.044, 800.000, -500.000,0.99720, 0, 1000.000, 0.00222, 0.20000, 0.00000, 0.00000,1.00000,1, 100.0, 9999.900, 0.000, 1,1.0000											
34,'1', 508.000, 201.330, 400.000, -300.000,1.01230, 0, 1000.000, 0.00140, 0.20000, 0.00000, 0.00000,1.00000,1, 100.0, 9999.900, 0.000, 1,1.0000											
35,'1', 650.000, 294.343, 800.000, -500.000,1.04930, 0, 1000.000, 0.06150, 0.20000, 0.00000, 0.00000,1.00000,1, 100.0, 9999.900, 0.000, 1,1.0000											
36,'1', 560.000, 147.639, 800.000, -500.000,1.06350, 0, 1000.000, 0.00268, 0.20000, 0.00000, 0.00000,1.00000,1, 100.0, 9999.900, 0.000, 1,1.0000											

37,'1 ', 540.000, 35.737, 800.000, -500.000,1.02780, 0, 1000.000, 0.00686, 0.20000, 0.00000, 0.00000,1.00000,1, 100.0,
9999.900, 0.000, 1,1.0000
38,'1 ', 830.000, 130.203, 800.000, -500.000,1.02650, 0, 1000.000, 0.00300, 0.20000, 0.00000, 0.00000,1.00000,1, 100.0,
9999.900, 0.000, 1,1.0000
39,'1 ', 282.151, 380.221, 1500.000, -1000.000,1.03000, 0, 1000.000, 0.00100, 0.02000, 0.00000, 0.00000,1.00000,1, 100.0,
9999.900, 0.000, 1,1.0000

0 / END OF GENERATOR DATA, BEGIN BRANCH DATA

1, 2,'1 ', 0.00350, 0.04110, 0.69870, 0.00, 0.00, 1.00, 0.00000, 0.00000, 0.00000, 0.00000,1, 0.00, 1,1.0000
1, 39,'1 ', 0.00100, 0.02500, 0.75000, 0.00, 0.00, 1.00, 0.00000, 0.00000, 0.00000, 0.00000,1, 0.00, 1,1.0000
2, 3,'1 ', 0.00130, 0.01510, 0.25720, 0.00, 0.00, 1.00, 0.00000, 0.00000, 0.00000, 0.00000,1, 0.00, 1,1.0000
2, 25,'1 ', 0.00700, 0.00860, 0.14600, 0.00, 0.00, 1.00, 0.00000, 0.00000, 0.00000, 0.00000,1, 0.00, 1,1.0000
3, 4,'1 ', 0.00130, 0.02130, 0.22140, 0.00, 0.00, 1.00, 0.00000, 0.00000, 0.00000, 0.00000,1, 0.00, 1,1.0000
3, 18,'1 ', 0.00110, 0.01330, 0.21380, 0.00, 0.00, 1.00, 0.00000, 0.00000, 0.00000, 0.00000,1, 0.00, 1,1.0000
4, 5,'1 ', 0.00080, 0.01280, 0.13420, 0.00, 0.00, 1.00, 0.00000, 0.00000, 0.00000, 0.00000,1, 0.00, 1,1.0000
4, 14,'1 ', 0.00080, 0.01290, 0.13820, 0.00, 0.00, 1.00, 0.00000, 0.00000, 0.00000, 0.00000,1, 0.00, 1,1.0000
5, -6,'1 ', 0.00020, 0.00260, 0.04340, 0.00, 0.00, 1.00, 0.00000, 0.00000, 0.00000, 0.00000,1, 0.00, 1,1.0000
5, 8,'1 ', 0.00080, 0.01120, 0.14760, 0.00, 0.00, 1.00, 0.00000, 0.00000, 0.00000, 0.00000,1, 0.00, 1,1.0000
6, 7,'1 ', 0.00060, 0.00920, 0.11300, 0.00, 0.00, 1.00, 0.00000, 0.00000, 0.00000, 0.00000,1, 0.00, 1,1.0000
6, 11,'1 ', 0.00070, 0.00820, 0.13890, 0.00, 0.00, 1.00, 0.00000, 0.00000, 0.00000, 0.00000,1, 0.00, 1,1.0000
7, 8,'1 ', 0.00040, 0.00460, 0.07800, 0.00, 0.00, 1.00, 0.00000, 0.00000, 0.00000, 0.00000,1, 0.00, 1,1.0000
8, 9,'1 ', 0.00230, 0.03630, 0.38040, 0.00, 0.00, 1.00, 0.00000, 0.00000, 0.00000, 0.00000,1, 0.00, 1,1.0000
9, 39,'1 ', 0.00100, 0.02500, 1.20000, 0.00, 0.00, 1.00, 0.00000, 0.00000, 0.00000, 0.00000,1, 0.00, 1,1.0000
10, 11,'1 ', 0.00040, 0.00430, 0.07290, 0.00, 0.00, 1.00, 0.00000, 0.00000, 0.00000, 0.00000,1, 0.00, 1,1.0000
10, 13,'1 ', 0.00040, 0.00430, 0.07290, 0.00, 0.00, 1.00, 0.00000, 0.00000, 0.00000, 0.00000,1, 0.00, 1,1.0000
13, 14,'1 ', 0.00090, 0.01010, 0.17230, 0.00, 0.00, 1.00, 0.00000, 0.00000, 0.00000, 0.00000,1, 0.00, 1,1.0000
14, 15,'1 ', 0.00180, 0.02170, 0.36600, 0.00, 0.00, 1.00, 0.00000, 0.00000, 0.00000, 0.00000,1, 0.00, 1,1.0000
15, 16,'1 ', 0.00090, 0.00940, 0.17100, 0.00, 0.00, 1.00, 0.00000, 0.00000, 0.00000, 0.00000,1, 0.00, 1,1.0000
16, 17,'1 ', 0.00070, 0.00890, 0.13420, 0.00, 0.00, 1.00, 0.00000, 0.00000, 0.00000, 0.00000,1, 0.00, 1,1.0000
16, 19,'1 ', 0.00160, 0.01950, 0.30400, 0.00, 0.00, 1.00, 0.00000, 0.00000, 0.00000, 0.00000,1, 0.00, 1,1.0000
16, 21,'1 ', 0.00080, 0.01350, 0.25480, 0.00, 0.00, 1.00, 0.00000, 0.00000, 0.00000, 0.00000,1, 0.00, 1,1.0000
16, 24,'1 ', 0.00030, 0.00590, 0.06800, 0.00, 0.00, 1.00, 0.00000, 0.00000, 0.00000, 0.00000,1, 0.00, 1,1.0000
17, 18,'1 ', 0.00070, 0.00820, 0.13190, 0.00, 0.00, 1.00, 0.00000, 0.00000, 0.00000, 0.00000,1, 0.00, 1,1.0000
17, 27,'1 ', 0.00130, 0.01730, 0.32160, 0.00, 0.00, 1.00, 0.00000, 0.00000, 0.00000, 0.00000,1, 0.00, 1,1.0000
21, 22,'1 ', 0.00080, 0.01400, 0.25650, 0.00, 0.00, 1.00, 0.00000, 0.00000, 0.00000, 0.00000,1, 0.00, 1,1.0000
22, 23,'1 ', 0.00060, 0.00960, 0.18460, 0.00, 0.00, 1.00, 0.00000, 0.00000, 0.00000, 0.00000,1, 0.00, 1,1.0000
23, 24,'1 ', 0.00220, 0.03500, 0.36100, 0.00, 0.00, 1.00, 0.00000, 0.00000, 0.00000, 0.00000,1, 0.00, 1,1.0000
25, 26,'1 ', 0.00320, 0.03230, 0.51300, 0.00, 0.00, 1.00, 0.00000, 0.00000, 0.00000, 0.00000,1, 0.00, 1,1.0000
26, 27,'1 ', 0.00140, 0.01470, 0.23960, 0.00, 0.00, 1.00, 0.00000, 0.00000, 0.00000, 0.00000,1, 0.00, 1,1.0000
26, 28,'1 ', 0.00430, 0.04740, 0.78020, 0.00, 0.00, 1.00, 0.00000, 0.00000, 0.00000, 0.00000,1, 0.00, 1,1.0000
26, 29,'1 ', 0.00570, 0.06250, 1.02900, 0.00, 0.00, 1.00, 0.00000, 0.00000, 0.00000, 0.00000,1, 0.00, 1,1.0000
28, 29,'1 ', 0.00140, 0.01510, 0.24900, 0.00, 0.00, 1.00, 0.00000, 0.00000, 0.00000, 0.00000,1, 0.00, 1,1.0000

0 / END OF BRANCH DATA, BEGIN TRANSFORMER DATA

2, 30, 0,'1 ',1,1,1, 0.00000, 0.00000,2,' '1, 1,1.0000
0.00000, 0.01810, 100.00
1.02500, 0.000, 0.000, 0.00, 0.00, 0.00, 0, 0, 1.20000, 0.80000, 1.20000, 0.80000, 8, 0, 0.00000, 0.00000
1.00000, 0.000
31, 6, 0,'1 ',1,1,1, 0.00000, 0.00000,2,' '1, 1,1.0000
0.00000, 0.02500, 100.00
0.90000, 0.000, 0.000, 0.00, 0.00, 0.00, 1, 6, 1.20000, 0.80000, 1.17000, 0.98000, 8, 0, 0.00000, 0.00000
1.00000, 0.000
10, 32, 0,'1 ',1,1,1, 0.00000, 0.00000,2,' '1, 1,1.0000
0.00000, 0.02000, 100.00

1.07000, 0.000, 0.000, 0.00, 0.00, 0.00, 0, 0, 1.20000, 0.80000, 1.20000, 0.80000, 8, 0, 0.00000, 0.00000
 1.00000, 0.000
 12, 11, 0,'1','1,1,1, 0.00000, 0.00000,2,' '1, 1,1.0000
 0.00160, 0.04350, 100.00
 1.00600, 0.000, 0.000, 0.00, 0.00, 0.00, 0, 0, 1.20000, 0.80000, 1.20000, 0.80000, 8, 0, 0.00000, 0.00000
 1.00000, 0.000
 12, 13, 0,'1','1,1,1, 0.00000, 0.00000,2,' '1, 1,1.0000
 0.00160, 0.04350, 100.00
 1.00600, 0.000, 0.000, 0.00, 0.00, 0.00, 0, 0, 1.20000, 0.80000, 1.20000, 0.80000, 8, 0, 0.00000, 0.00000
 1.00000, 0.000
 19, 20, 0,'1','1,1,1, 0.00000, 0.00000,2,' '1, 1,1.0000
 0.00070, 0.01380, 100.00
 1.06000, 0.000, 0.000, 0.00, 0.00, 0.00, 0, 0, 1.20000, 0.80000, 1.20000, 0.80000, 8, 0, 0.00000, 0.00000
 1.00000, 0.000
 19, 33, 0,'1','1,1,1, 0.00000, 0.00000,2,' '1, 1,1.0000
 0.00070, 0.01420, 100.00
 1.07000, 0.000, 0.000, 0.00, 0.00, 0.00, 0, 0, 1.20000, 0.80000, 1.20000, 0.80000, 8, 0, 0.00000, 0.00000
 1.00000, 0.000
 20, 34, 0,'1','1,1,1, 0.00000, 0.00000,2,' '1, 1,1.0000
 0.00090, 0.01800, 100.00
 1.00900, 0.000, 0.000, 0.00, 0.00, 0.00, 0, 0, 1.20000, 0.80000, 1.20000, 0.80000, 8, 0, 0.00000, 0.00000
 1.00000, 0.000
 22, 35, 0,'1','1,1,1, 0.00000, 0.00000,2,' '1, 1,1.0000
 0.00000, 0.01430, 100.00
 1.02500, 0.000, 0.000, 0.00, 0.00, 0.00, 0, 0, 1.20000, 0.80000, 1.20000, 0.80000, 8, 0, 0.00000, 0.00000
 1.00000, 0.000
 23, 36, 0,'1','1,1,1, 0.00000, 0.00000,2,' '1, 1,1.0000
 0.00050, 0.02720, 100.00
 1.00000, 0.000, 0.000, 0.00, 0.00, 0.00, 0, 0, 1.20000, 0.80000, 1.20000, 0.80000, 8, 0, 0.00000, 0.00000
 1.00000, 0.000
 25, 37, 0,'1','1,1,1, 0.00000, 0.00000,2,' '1, 1,1.0000
 0.00060, 0.02320, 100.00
 1.02500, 0.000, 0.000, 0.00, 0.00, 0.00, 0, 0, 1.20000, 0.80000, 1.20000, 0.80000, 8, 0, 0.00000, 0.00000
 1.00000, 0.000
 29, 38, 0,'1','1,1,1, 0.00000, 0.00000,2,' '1, 1,1.0000
 0.00080, 0.01560, 100.00
 1.02500, 0.000, 0.000, 0.00, 0.00, 0.00, 0, 0, 1.20000, 0.80000, 1.20000, 0.80000, 8, 0, 0.00000, 0.00000
 1.00000, 0.000
 0 / END OF TRANSFORMER DATA, BEGIN AREA DATA
 0 / END OF AREA DATA, BEGIN TWO-TERMINAL DC DATA
 0 / END OF TWO-TERMINAL DC DATA, BEGIN VSC DC LINE DATA
 0 / END OF VSC DC LINE DATA, BEGIN SWITCHED SHUNT DATA
 0 / END OF SWITCHED SHUNT DATA, BEGIN IMPEDANCE CORRECTION DATA
 0 / END OF IMPEDANCE CORRECTION DATA, BEGIN MULTI-TERMINAL DC DATA
 0 / END OF MULTI-TERMINAL DC DATA, BEGIN MULTI-SECTION LINE DATA
 0 / END OF MULTI-SECTION LINE DATA, BEGIN ZONE DATA
 0 / END OF ZONE DATA, BEGIN INTER-AREA TRANSFER DATA
 0 / END OF INTER-AREA TRANSFER DATA, BEGIN OWNER DATA
 0 / END OF OWNER DATA, BEGIN FACTS DEVICE DATA
 0 / END OF FACTS DEVICE DATA

b) Datos dinámicos del sistema de New England (.dyr)

30 'GENROU' 1 10.20 0.03 1.500 0.04 4.200 0.0 1.000 0.690 0.310 0.310 0.2 0.125 0.0 0.0 /
31 'GENROU' 1 6.560 0.03 1.500 0.04 3.030 0.0 2.950 2.820 0.697 0.697 0.2 0.350 0.0 0.0 /
32 'GENROU' 1 5.700 0.03 1.500 0.04 3.580 0.0 2.495 2.370 0.531 0.531 0.2 0.304 0.0 0.0 /
33 'GENROU' 1 5.690 0.03 1.500 0.04 2.860 0.0 2.620 2.580 0.436 0.436 0.2 0.295 0.0 0.0 /
34 'GENROU' 1 5.400 0.03 0.440 0.04 2.600 0.0 6.700 6.200 1.320 1.320 0.2 0.540 0.0 0.0 /
35 'GENROU' 1 7.300 0.03 0.400 0.04 3.480 0.0 2.540 2.410 0.500 0.500 0.2 0.224 0.0 0.0 /
36 'GENROU' 1 5.660 0.03 1.500 0.04 2.640 0.0 2.950 2.920 0.490 0.490 0.2 0.322 0.0 0.0 /
37 'GENROU' 1 6.700 0.03 0.410 0.04 2.430 0.0 2.900 2.800 0.570 0.570 0.2 0.280 0.0 0.0 /
38 'GENROU' 1 4.790 0.03 1.960 0.04 3.450 0.0 2.106 2.050 0.570 0.570 0.2 0.298 0.0 0.0 /
39 'GENROU' 1 7.000 0.03 0.700 0.04 50.00 0.0 0.200 0.190 0.060 0.060 0.02 0.030 0.0 0.0 /
30 'ESDC1A' 1 0 5.00 0.060 0.0 0.0 5.0 -5.0 -0.05 0.25 0.04 1.00 0.0 1.7 0.5 3 2.0 /
31 'ESDC1A' 1 0 6.20 0.050 0.0 0.0 5.0 -5.0 0.63 0.410 0.06 0.50 0.0 3 0.66 4 0.88 /
32 'ESDC1A' 1 0 5.00 0.060 0.0 0.0 5.0 -5.0 -0.02 0.500 0.08 1.00 0.0 3 0.13 4 0.34 /
33 'ESDC1A' 1 0 5.00 0.060 0.0 0.0 5.0 -5.0 -0.05 0.500 0.08 1.00 0.0 3 0.08 4 0.31 /
34 'ESDC1A' 1 0 40.00 0.020 0.0 0.0 10.0 -10.0 -0.04 0.785 0.03 1.00 0.0 3 0.03 4 0.91 /
35 'ESDC1A' 1 0 5.00 0.020 0.0 0.0 5.0 -5.0 1.00 0.471 0.08 1.25 0.0 3 0.08 4 0.25 /
36 'ESDC1A' 1 0 40.00 0.020 0.0 0.0 6.5 -6.5 1.00 0.730 0.03 1.00 0.0 3 0.03 4 0.74 /
37 'ESDC1A' 1 0 5.00 0.020 0.0 0.0 5.0 -5.0 -0.05 0.528 0.09 1.26 0.0 3 0.09 4 0.28 /
38 'ESDC1A' 1 0 40.00 0.020 0.0 0.0 10.5 -10.5 1.00 1.400 0.03 1.00 0.0 3 0.03 4 0.85 /
39 'TGOV1' 1 0.5E-01 0.5E-01 1.05 0.3 1.0 1.0 0.0 /
14 'USRMDL' 1 'USRVVS' 1 1 0 0 0 1 /
16 'USRMDL' 1 'USRVVS' 1 1 0 0 0 1 /
17 'USRMDL' 1 'USRVVS' 1 1 0 0 0 1 /

II Modelos del sistema

Este apartado presenta los modelos de los dispositivos utilizados tales como: sistema de excitación, generador, turbina y regulador de velocidad.

a) Modelo del generador de rotor cilíndrico GENROU

Existen diversos modelos de generadores utilizados para simular máquinas síncronas en estudios de estabilidad; algunos modelos incluyen devanados de amortiguamiento, flujos transitorios de acoplamiento, etc., y otros modelos los desprecian.

En este caso, se ha utilizado un modelo en dos ejes, que incluye un devanado de amortiguamiento en el eje d (eje directo) y dos devanados de amortiguamiento en el eje q (eje de cuadratura), además de las correspondientes características transitorias y subtransitorias de las máquinas. Este modelo, discutido aquí, implica la transformación de las variables de la máquina a un marco de referencia que gira solidario al rotor, por medio de la transformación de Park.

Ésta permite cambiar de un sistema fijo al estator a un sistema giratorio con respecto al estator, pero fijo con respecto al rotor, es decir, tomando el eje d (directo), eje q (de cuadratura) y un tercer eje 0, asociado con el componente de corriente de secuencia homopolar. Sin embargo, teniendo en cuenta que el componente de corriente de secuencia homopolar es igual a cero en un sistema balanceado, no se tendrá en cuenta este último eje.

Los modelos en ejes d-q incluyen características transitorias y subtransitorias de la máquina, que vienen dadas por:

$$\begin{aligned} U_d &= -r_a i_d + \omega \lambda_q - \dot{\lambda}_d \\ U_q &= -r_a i_q + \omega \lambda_d - \dot{\lambda}_q \\ U_f &= r_f i_f + \dot{\lambda}_f \\ 0 &= r_D i_D + \dot{\lambda}_D \\ 0 &= r_{Q1} i_{Q1} + \dot{\lambda}_{Q1} \\ 0 &= r_{Q2} i_{Q2} + \dot{\lambda}_{Q2} \end{aligned} \quad (i)$$

Los términos del flujo son:

$$\begin{aligned}\lambda_{AD} &= M_d(i_d + i_f + i_D) \\ \lambda_{AQ} &= M_q(i_q + i_{Q1} + i_{Q2})\end{aligned}\quad (ii)$$

Una vez eliminadas las variables que no son de estado en los ejes d y q, las ecuaciones tendrán cuatro variables de estado por máquina. Las dos ecuaciones finales se calculan por medio de la ecuación de primer orden de oscilación del rotor:

$$\begin{aligned}2H\dot{\omega} &= T_M - T_E = T_M - \lambda_q i_d - \lambda_d i_q \\ \dot{\Theta} &= \omega_0 \omega\end{aligned}\quad (iii)$$

Estas ecuaciones representan el modelo $\dot{x} = f(x, u)$ del sistema. Por medio de su linealización se obtendrá la forma final de las ecuaciones de estado.

Para el análisis de este trabajo se utilizó el modelo de generador de Rotor Cilíndrico y saturación cuadrática GENROU que se muestra en la figura a.1.

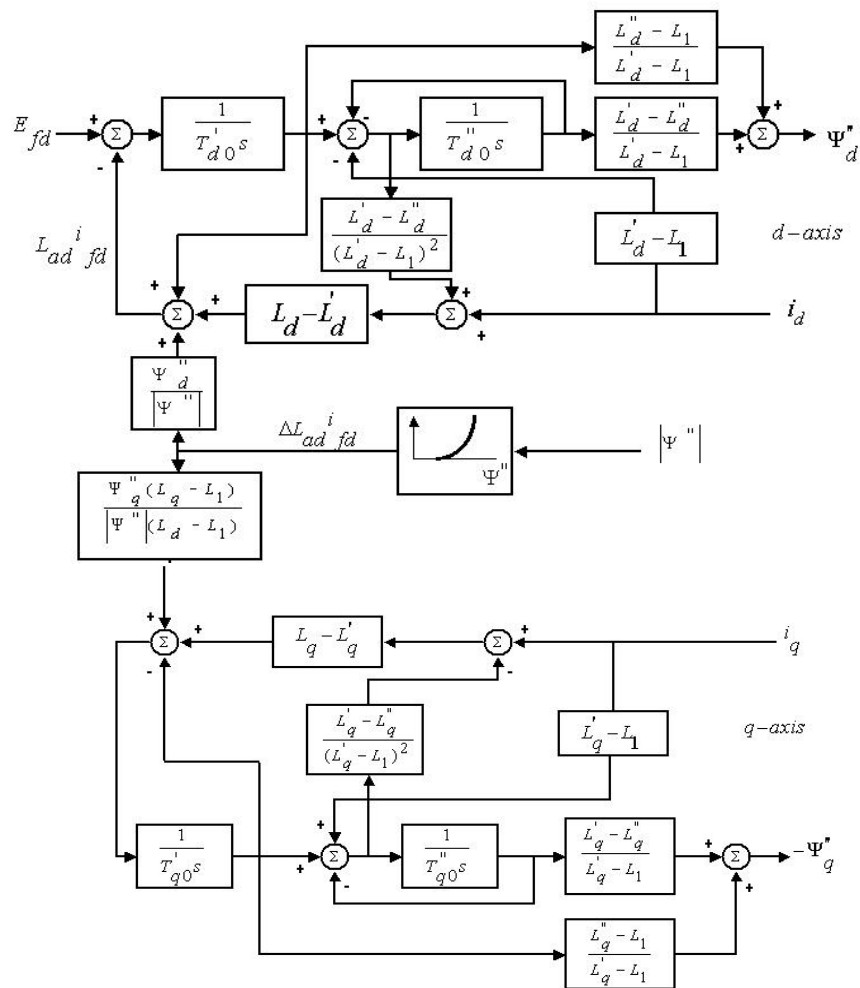


Figura a.1: Modelo electromagnético de generador de rotor cilíndrico.

La figura a.2 presenta el modelo linealizado de una máquina síncrona sin PSS:

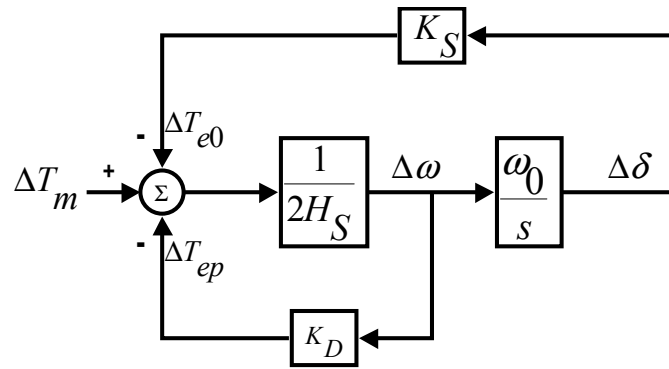


Figura a.2: Máquina simple, sistema de bus infinito sin AVR.

La figura a.3 presenta el modelo linealizado de una máquina síncrona con PSS:

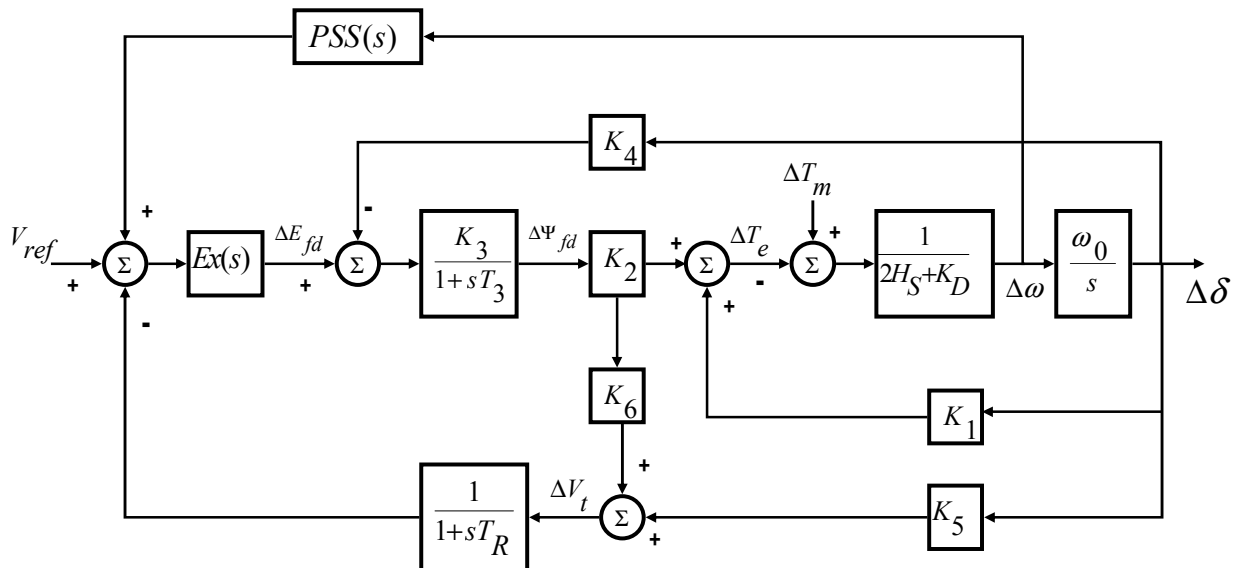
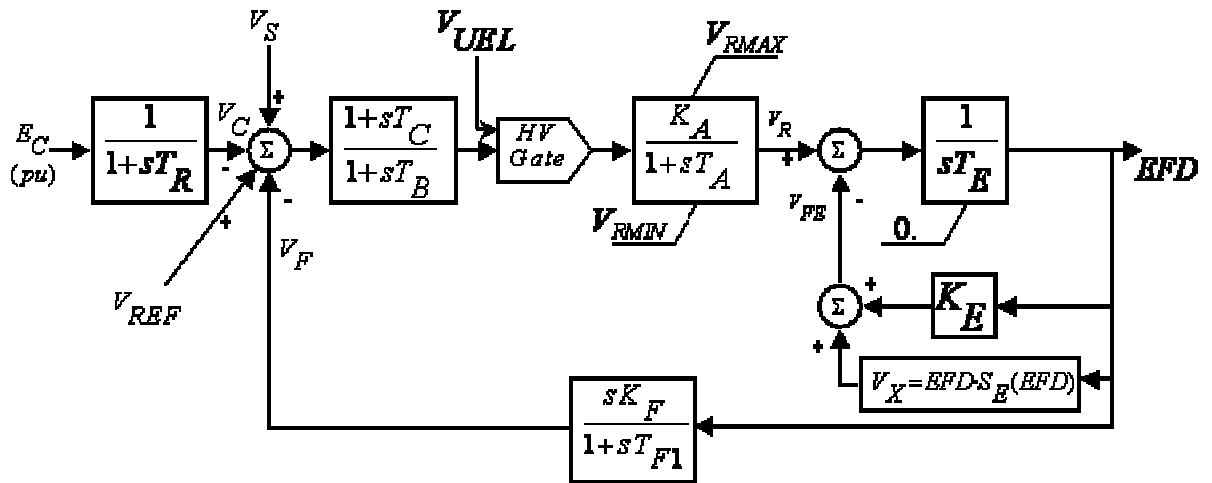


Figura a.3: Modelo linealizado del generador conectado a un bus infinito.

b) Modelo del sistema de excitación

Actualmente, muy pocas máquinas síncronas nuevas están siendo equipadas con sistemas de excitación DC, han sido sustituidos por los sistemas de tipo AC y ST. Sin embargo, muchos de estos sistemas siguen aún en servicio.

Para las máquinas con PSS, se ha utilizado el modelo de la IEEE tipo DC1A, presentado en la figura b.1. Este modelo se utiliza para representar campos controlados de conmutadores DC de sistemas de excitación con reguladores de tensión actuando de forma continua. Este modelo en concreto ha sido de los más implementados en el campo de la industria.



$$V_S = V_{OTHSG} + V_{OEL}$$

Figura b.1: Sistema de excitación tipo DC1A.

La entrada principal al modelo es la salida V_c . En la primera suma del cruce, la salida de la tensión terminal del transductor, V_c , es restada de la tensión establecida como punto de referencia, V_{REF} . También se resta aquí la realimentación del estabilizador, V_F , y se suma la señal estabilizadora del sistema de potencia, V_S , para producir un error en la señal. La resultante se amplifica en el regulador. La constante de tiempo T_A , y la ganancia K_A , asociadas con el regulador de tensión, incorporan también limitaciones del amplificador de potencia.

Los reguladores de tensión generalmente utilizan fuentes de potencia que no puedan verse fácilmente afectadas por transitorios breves en la máquina síncrona o en los buses auxiliares. Las constantes de tiempo T_B y T_C pueden utilizarse también para determinar las constantes de tiempo del modelo equivalente del regulador de tensión, aunque a menudo éstas son lo suficientemente pequeñas como para despreciarlas.

La salida del regulador de tensión, V_R , se utiliza para controlar la excitación, que puede ser autoexcitada o excitada de forma independiente. Cuando se utiliza una corriente autoexcitada, el valor de K_E refleja el establecimiento del reóstato de la derivación. En algunos casos, el valor resultante de K_E puede incluso llegar a ser negativo.

La mayoría de los sistemas de excitación utilizan corriente de derivación autoexcitadas, con el regulador de tensión operando en un modo que comúnmente se llama “reductor-elevador”. Este escenario puede ser simulado si se elige un valor de K_E tal que las condiciones iniciales se satisfagan con $V_R=0$. Si se obtiene un valor de K_E distinto de cero, el programa no recalcularía K_E , puesto que existiría un ajuste fijo del reóstato. Para representar un sistema excitado de forma independiente, se puede utilizar un valor de $K_E=1$.

El término $S_E [E_{FD}]$ es una función no lineal con valores definidos entre dos o más valores elegidos de E_{FD} . La salida del bloque de saturación, V_x , es el producto de la entrada, E_{FD} , y el valor de la función no lineal $S_E[E_{FD}]$.

Generalmente se utiliza una señal derivada de la tensión, para proporcionar estabilidad al sistema de excitación V_F , a través del dato de realimentación con ganancia, K_F , y la constante de tiempo T_F .

c) Modelo del regulador de velocidad

Para suplir las variables de par y potencia mecánica durante las simulaciones dinámicas, se utilizó el modelo de la turbina/ controlador que se muestra en la Figura c.1.

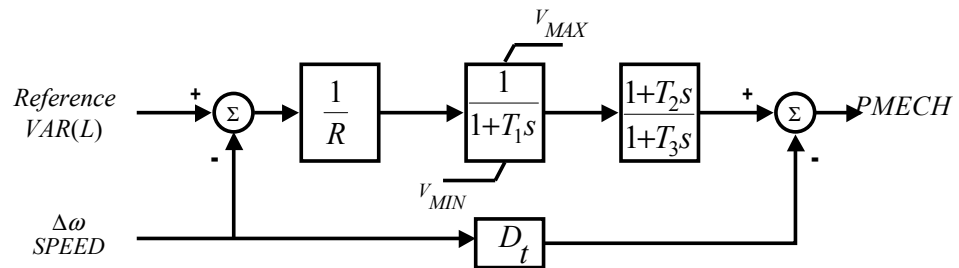


Figura c.1: Modelo de la turbina y regulador de velocidad.

d) Modelo carga

Una operación estable de un sistema de potencia depende de la capacidad de coincidencia continua entre la potencia eléctrica de las unidades generadoras y la carga eléctrica en el sistema.

El modelado de las cargas es muy complicado: un bus de carga típico está formado por un gran número de dispositivos, cuya composición exacta es difícil de calcular. Por esta razón, la representación de una carga en el sistema está basada en una considerable cantidad de simplificaciones.

Tradicionalmente la carga se puede clasificar en dos categorías: modelos estáticos y modelos dinámicos.

Para el estudio del sistema objeto de este proyecto, se han supuesto cargas estáticas, compuestas por porcentajes de Potencia Activa y Reactiva.

Un modelo de carga estática expresa las características de la carga en cualquier instante de tiempo como una función algebraica de la magnitud de la tensión y frecuencia en el bus en ese mismo instante.

La dependencia de la carga respecto a la tensión ha sido siempre representada con un modelo exponencial:

$$\begin{aligned} P &= P_o (\bar{V})^a \\ Q &= Q_o (\bar{V})^b \end{aligned} \tag{iv}$$

En este caso, se cumple además:

$$\bar{V} = \frac{V}{V_o} \tag{v}$$

Donde P y Q son los componentes activo y reactivo de la carga cuando la magnitud de la tensión en el bus es V. El subíndice 0 identifica el valor de las respectivas variables en condiciones iniciales de operación.

Estos parámetros, en el modelo tomado, son los exponentes a y b, iguales a 0,1 ó 2, con los que se representan la potencia constante, corriente constante, y características de impedancia constantes.

Para los sistemas de cargas compuestas, el exponente a generalmente se acota entre 0,5 y 1,8, y el exponente b varía entre 1,5 y 6. Una característica importante del exponente b es que este varía como una función no lineal de la tensión. Q tiende a ser significativamente mayor con altas tensiones.

En ausencia de información más específica, el modelo de carga estática más comúnmente aceptado es el que representa la potencia activa como una corriente constante ($a=1$) y la potencia reactiva como una impedancia constante ($b=2$)

Un modelo alternativo a este, que además ha sido utilizado con frecuencia para representar la dependencia de las cargas con la tensión es el modelo polinómico:

$$\begin{aligned} P &= P_o [p_1 \bar{V}^2 + p_2 \bar{V} + p_3] \\ Q &= Q_o [q_1 \bar{V}^2 + q_2 \bar{V} + q_3] \end{aligned} \quad (vi)$$

Está compuesto por componentes de impedancia constante (Z), corriente constante (I), y potencia constante (P). Los coeficientes p_1 a p_3 , y q_1 a q_3 definen la proporción de cada componente.

Las características de dependencia de la carga con la frecuencia suelen representarse multiplicando el modelo exponencial o el polinómico por un factor $1 + K_{pf}\Delta f$.

Donde Δf es la desviación de frecuencia ($f-f_0$). K_{pf} se mueve en un rango de 0 a 3,0, y K_{qf} varía entre $-2,0$ y 0. El bus de frecuencia no suele ser una variable de estado en el modelo de sistema utilizado para estudios de estabilidad.

El desarrollo para el componente reactivo de la carga tiene una estructura parecida.

III Programación en Matlab de la red neuronal artificial

```
Clear all; close all; clc
%load NN.txt;
load prueba2.txt;
%lineas_tr=data_lineas(1:2:size(data_lineas,1),:);
%lineas_test=data_lineas(2:2:size(data_lineas,1),:);
num_inputs=12;
data_in=prueba2(:,1:num_inputs); data_out=prueba2(:,num_inputs+1:end);
% Random Seed for Reproducing NFTool results
rand('seed',2)
% Normalize Inputs and Targets
[normInput,ps] = mapminmax(data_in');
[normTarget,ts] = mapminmax(data_out');
% Divide up Samples
testPercent = 0.05; % Adjust as desired
validatePercent = 0.05; % Adjust as desired
[trainSamples,validateSamples,testSamples] =
dividevec(normInput,normTarget,testPercent,validatePercent);
%net=newff(minmax(normInput),[50,size(data,2)-num_inputs],{'tansig','purelin'});
for ep=1:1,
net=newff(minmax(normInput),[100,50,size(prueba2,2)-
num_inputs],{'tansig','tansig','purelin'});
startTime=clock;
net.trainFcn = 'trainscg';
net.trainParam.show=50;
net.trainParam.epochs=500;
net.trainParam.max_fail=100;
[net,tr]=train(net,trainSamples.P,trainSamples.T,[],[],validateSamples,testSamples);
result(ep)=tr;
% Simulate Network
[normTrainOutput,Pf,Af,E,trainPerf] = sim(net,trainSamples.P,[],[],trainSamples.T);
[normValidateOutput,Pf,Af,E,validatePerf] =
sim(net,validateSamples.P,[],[],validateSamples.T);
[normTestOutput,Pf,Af,E,testPerf(ep)] = sim(net,testSamples.P,[],[],testSamples.T);
for i=1:size(testSamples.T,2),
kk=sim(net,testSamples.P(:,i));
figure(i);plot(testSamples.T(:,i),'+'); hold on; plot(testSamples.T(:,i)); plot(kk,'or');
end
testPerf(ep);
[h,i]=min(tr.perf);%ENTRENAMIENTO
[h,i]
[j,k]=min(tr.vperf);%VALIDACION
[j,k]
[l,m]=min(tr.tperf);%PRUEBA
[l,m]
currentTime(ep)=etime(clock,startTime)/60;
figure(9+ep); semilogy(tr.epoch,[tr.perf; tr.vperf; tr.tperf]); legend ('tr', 'va', 'test')
[f,c]=min(tr.vperf);
tr.perf(c)%ENTRENAMIENTO
tr.vperf(c)%VALIDACION
```

```

tr.tperf(c)%PRUEBA
hold on; plot(c,tr.perf(c),'db');
end
r=mapminmax('reverse',testSamples.T,ts);
w=mapminmax('reverse',normTestOutput,ts);
w1=reshape(w,size(r,1)*size(r,2),1);
r1=reshape(r,size(r,1)*size(r,2),1);
promedio=mean(r1-w1);
desviacion=std(r1-w1);
errores=(r1-w1);
figure(100); hist(errores,40);
for i=1:size(testSamples.T,2),
    figure(300+i); plot(r(:,i),'.'); hold on; plot(w(:,i),'or');
end

```


IV Modelo de parque eólico y estabilizador eólico en PSS/E

a) Modelo completo

```
SUBROUTINE USRAVV(MC,ISLOT)
```

```
C  BUSID "USRMDL" IM "USRAVV" IC IT NI NC NS NV data list
```

```
C  BUSID "USRMDL" IM "USRAVV" 1 1 0 5 3 4 ... /
```

```
C  data list: VIENTO H IMAX KVOLT VDESC
```

```
C  EJEMPLO
```

```
C  2 'USRMDL' 1 'USRAVV' 1 1 0 5 3 4 15.0 4.0 1.1 1.0 0.75 /
```

```
INCLUDE 'COMONFOR.INS'
```

```
INTEGER MC, ISLOT
```

```
INTRINSIC ABS, AIMAG, CONJG, REAL
```

```
INTEGER IB, IB0, IBUS, I, J, K, L
```

```
character*2 MAQID
```

```
REAL VM, MYFREQ, DANGLE
```

```
COMPLEX jimag, ibarra, IWMILL
```

```
C  CONSTANTES INTERNAS DEL MODELO
```

```
REAL RADIO, DENS, REND, VELNOM, TSROPT, CPMAX
```

```
C  CONSTANTES PROPIAS DE CADA AEROGENERADOR (CON, ICON)
```

```
REAL VIENTO, H, IMAX, KVOLT, VDESC
```

```
C  VARIABLES DE ESTADO (STATE)
```

```
REAL VELOC, DVELOC, QREF, DQREF, PITCHREF, PITCH, DPITCH
```

```
C  VARIABLES INTERNAS QUE SE ALMACENAN (VAR); VAR(L+3) ES EL VIENTO
```

```
REAL PREF, VOLREF, CONEX
```

```
C  VARIABLES AUXILIARES QUE NO SE ALMACENAN
```

```
REAL CP, TSR, TSRI, P_PU, Q_PU, BVOLT, SMAX
```

```
REAL PINF, PSUP
```

```
C  VARIABLES AUXILIARES PARA APLICAR NEWTON-RAPHSON EN LA INICIALIZACION
```

```
REAL P, ITERA, ITEMAX, ERR
```

```
REAL DTSDV, DCPDV, DEDV, INCV
```

```
c REAL DCPDTI, DTIDTS, DTSDV, DCPDV, DEDV, INCV
```

```
REAL DCPDT, DEDVEL, INCVEL
```

```
REAL DCPDP, DEDP, INCPIT
```

```
C  RADIO DE LA PALA EN METROS
```

```
RADIO = 75.0/2.0
```

```
C  DENSIDAD DEL AIRE EN KG/M**3
```

```
DENS = 1.22
```

```
C  RENDIMIENTO DEL AEROGENERADOR
```

```

REND = 0.87
C  VELOCIDAD NOMINAL DEL ROTOR EN RAD/S
VELNOM = 17.5*2.0*3.141592/60.0
C  TIP SPEED RATIO OPTIMO
TSROPT = 6.908
C  COEFICIENTE DE POTENCIA MAXIMO
CPMAX = 0.4411993792
C  NUMERO COMPLEJO I
jimag = (0.,1.)

IB0 = NUMTRM(MC)
IB=ABS(IB0)
IBUS = NUMBUS(IB)
MAQID = MACHID(MC)
J = STRTIN(1,ISLOT)
K = STRTIN(2,ISLOT)
L = STRTIN(3,ISLOT)
I = STRTIN(4,ISLOT)

H = CON(J+1)
IMAX = CON(J+2)
KVOLT = CON(J+3)
VDESC = CON(J+4)

C  PARA LA CURVA VELOCIDAD (P.U.)/POTENCIA (P.U.)
PINF = .5*DENS*REND*3.14159265*(RADIO**5.0)/(TSROPT**3.0)
&      *((0.55*VELNOM)**3.0)*CPMAX/2000000.0
PSUP = .5*DENS*REND*3.14159265*(RADIO**5.0)/(TSROPT**3.0)
&      *((0.9*VELNOM)**3.0)*CPMAX/2000000.0

if(MODE.GT.4)return
GOTO (100, 200, 300, 400) MODE

C  MODE = 1 INICIALIZACION
100 CONTINUE
write(lpdev,*) 'USRAVV: Aerogenerador ', MAQID, ' en bus ', IB

C  LA POTENCIA ACTIVA SE INICIALIZA EN MODE = 4
P_PU = VAR(L+0)

if (P_PU.GT.1.0) then
write(lpdev,*) ' PRECAUCION: La potencia generada no puede ser
& superior a la potencia instalada.'
endif
if (P_PU.LT.0.0) then
write(lpdev,*) ' PRECAUCION: El parque consume potencia activa.'
endif

if (P_PU.LT.PINF) then
VELOC = (0.5 + 0.05*P_PU/PINF)*VELNOM
elseif (P_PU.LT.PSUP) then
VELOC = (P_PU/0.5/DENS/REND/3.14159265/RADIO**5.0*TSROPT**3.0

```

```

&      /CPMAX*2000000.0)**(1.0/3.0)
elseif (P_PU.LT.0.99) then
    VELOC = (0.9 + (P_PU-PSUP)*0.1/(1.0-PSUP))*VELNOM
else
    VELOC = VELNOM
endif

if(P_PU.LT.0.99)then
    PITCH = 0.0
C  CALCULO ITERATIVO DEL VIENTO
    VIENTO = 5.0 + 8.0*P_PU
    TSR = RADIO*VELOC/VIENTO
    TSRI = 1.0/(1.0/(TSR-0.02*PITCH)-0.003/(PITCH**3.0+1.0))
    CP = 0.73*(151.0/TSRI - 0.58*PITCH - 0.002*PITCH**2.14 -13.2)
&      *EXP(-18.4/TSRI)
    P = 0.5*DENS*REND*3.14159265*RADIO**2.0*CP*VIENTO**3.0/2000000.0
    ERR = P - P_PU
    ITERA = 1
    MAXITER = 20
    do while((ABS(ERR).GT.0.000001).AND.(ITERA.LT.MAXITER))
        DTSDV = -VELOC*RADIO/VIENTO**2.0;
        DCPDT = 0.73*EXP(-18.4*(1.0/TSR-0.003))*(-151.0/TSR**2.0+
&      (151.0*(1.0/TSR-0.003)-13.2)*18.4/TSR**2.0);
        DCPDV = DCPDT*DTSDV;
        DEDV = 0.5*DENS*REND*3.14159265*RADIO**2.0*(DCPDV*VIENTO**3.0
&      + 3.0*CP*VIENTO**2.0)/2000000.0
        INCV = -ERR/DEDV
        VIENTO = VIENTO + INCV
        TSR = RADIO*VELOC/VIENTO
        TSRI = 1.0/(1.0/(TSR-0.02*PITCH)-0.003/(PITCH**3.0+1.0))
        CP = 0.73*(151.0/TSRI - 0.58*PITCH - 0.002*PITCH**2.14-13.2)
&      *EXP(-18.4/TSRI)
        P = 0.5*DENS*REND*3.14159265*RADIO**2.0*CP*VIENTO**3.0/2000000.0
        ERR = P - P_PU
        ITERA = ITERA + 1
    end do
    write(lpdev,*) ' VIENTO (CALCULADO EN ',ITERA,
&      ' ITERACIONES) = ',VIENTO, ' M/S'
    else
C  CALCULO ITERATIVO DE LA VELOCIDAD
C  NO ES NECESARIO PERO QUEDA ESCRITO EL ALGORITMO
C  TOMAMOS EL VIENTO ASIGNADO EN CON(J)
C  write(lpdev,*) ' VIENTO (ASIGNADO) = ', VIENTO, ' M/S'
C  PITCH = 0.0
C  TSR = RADIO*VELOC/VIENTO
C  TSRI = 1.0/(1.0/(TSR-0.02*PITCH)-0.003/(PITCH**3.0+1.0))
C  CP = 0.73*(151.0/TSRI - 0.58*PITCH - 0.002*PITCH**2.14 - 13.2)
C  &      *EXP(-18.4/TSRI)
C  P = 0.5*DENS*REND*3.14159265*RADIO**2.0*CP*VIENTO**3.0/2000000.0
C  ERR = P - P_PU
C  ITERA = 1
C  MAXITER = 20

```

```

C      do while((ABS(ERR).GT.0.000001).AND.(ITERA.LT.MAXITER))
C          DCPDT = 0.73*EXP(-18.4*(1.0/TSR-0.003))
C      &      *(-151.0/TSR**2.0+(151.0*(1.0/TSR-0.003)-13.2)*18.4/TSR**2.0)
C          DEDVEL = 0.5*DENS*REND*3.14159265*RADIO**3.0*DCPDT*VIENTO**2.0/2000000.0
C          INCVEL = -ERR/DEDVEL
C          VELOC = VELOC + INCVEL
C          TSR = RADIO*VELOC/VIENTO
C          TSRI = 1.0/(1.0/(TSR-0.02*PITCH)-0.003/(PITCH**3.0+1.0))
C          CP = 0.73*(151.0/TSRI - 0.58*PITCH - 0.002*PITCH**2.14 -13.2)
C      &      *EXP(-18.4/TSRI)
C          P = 0.5*DENS*REND*3.14159265*RADIO**2.0*CP*VIENTO**3.0/2000000.0
C          ERR = P - P_PU
C          ITERA = ITERA + 1
C      end do
CC      write(lpdev,*) ' VELOCIDAD (CALCULADA EN ',ITERA,
CC      &      ' ITERACIONES) = ',VELOC/VELNOM, ' P.U.'
C      if (VELOC/VELNOM.GT.1.2) then VELOC = 1.2*VELNOM
      if ((CON(J).LT.14.0).AND.(CON(J).NE.0.0)) then
          write(lpdev,*) ' El viento mínimo a plena potencia es 14 m/s'
          CON(J)=14.0
      endif
      if (CON(J).GT.20.0) then
          write(lpdev,*) ' El viento máximo es 20 m/s'
          CON(J)=20.0
      endif
      VIENTO = CON(J)
      if (CON(J).EQ.0.0) VIENTO = 14.0
C      CALCULO ITERATIVO DEL ANGULO DE LAS PALAS (PITCH)
      VELOC = VELNOM
      PITCH = 0.0
      TSR = RADIO*VELOC/VIENTO
      TSRI = 1.0/(1.0/(TSR-0.02*PITCH)-0.003/(PITCH**3.0+1.0))
      CP = 0.73*(151.0/TSRI - 0.58*PITCH - 0.002*PITCH**2.14 - 13.2)
      &      *EXP(-18.4/TSRI)
      P = 0.5*DENS*REND*3.14159265*RADIO**2.0*CP*VIENTO**3.0/2000000.0
      ERR = P - P_PU
      ITERA = 1
      MAXITER = 20
      do while((ABS(ERR).GT.0.000001).AND.(ITERA.LT.MAXITER))
          DCPDP = 0.73*(151.0*(0.02/(TSR-0.02*PITCH)**2.0
      &      +0.009*PITCH**2.0/(PITCH**3.0+1.0)**2.0)
      &      -0.58-0.00428*PITCH**1.14)*EXP(-18.4/TSRI)
      &      + 0.73*(151.0/TSRI-0.58*PITCH-0.002*PITCH**2.14-13.2)
      &      *(-18.4)*(0.02/(TSR-0.02*PITCH)**2.0+0.009*PITCH**2.0
      &      /(PITCH**3.0+1.0)**2.0)*EXP(-18.4/TSRI);
          DEDP = 0.5*DENS*REND*3.14159265*RADIO**2.0*DCPDP*VIENTO**3.0
      &      /2000000.0
          INCPIT = -ERR/DEDP
          PITCH = PITCH + INCPIT
          TSRI = 1.0/(1.0/(TSR-0.02*PITCH)-0.003/(PITCH**3.0+1.0))
          CP = 0.73*(151.0/TSRI - 0.58*PITCH - 0.002*PITCH**2.14-13.2)
      &      *EXP(-18.4/TSRI)

```

```

P = 0.5*DENS*REND*3.14159265*RADIO**2.0*CP*VIENTO**3.0/2000000.0
ERR = P - P_PU
ITERA = ITERA + 1
end do
write(lpdev,*) ' ANGULO PITCH (CALCULADO EN ',ITERA,
&          ' ITERACIONES) = ',PITCH
endif

C  ASIGNACION DE VARIABLES INTERNAS
STATE(K+0) = VELOC/VELNOM
C  STATE(K+1) SE ASIGNA EN MODE = 4
STATE(K+2) = PITCH

C  ASIGNACION DE VARIABLES DE ESTADO
VOLREF = ABS(VOLT(IB))
VAR(L+1) = VOLREF
CONEX = 1.0
VAR(L+2) = CONEX
VAR(L+3) = VIENTO
write(lpdev,*) ' VARs ',L,' a ',L+3,
&          ' son PREF, VOLREF, CONEX y VIENTO'
write(lpdev,*) ' STATES ',K,' a ',K+2,
&          ' son VELOC, QREF y PITCH'
return

C  MODE = 2 DERIVADAS
200 CONTINUE
VOLREF = VAR(L+1)
CONEX = VAR(L+2)
VIENTO = VAR(L+3)
VELOC = STATE(K+0)*VELNOM
PITCH = STATE(K+2)

C  CONTROL DE VELOCIDAD MEDIANTE EL ANGULO DE LAS PALAS (PITCH)
c  DPITCH = 100.0*(VELOC/VELNOM-1.0)
PITCHREF = 100.0*(VELOC/VELNOM-1.0)
if (ABS(VELOC/VELNOM-1.0).GT.0.01) then
    DPITCH = PITCHREF - PITCH
else
    DPITCH = 0.0
endif

C  SI ESTA DESCONECTADA PITCH CRECE PARA DETENER LA MAQUINA
if (CONEX.EQ.0) DPITCH = 3.0
C  LIMITACION DE VELOCIDAD
if (DPITCH.GT.3.0) DPITCH = 3.0
if (DPITCH.LT.-3.0) DPITCH = -3.0
C  PITCH NO PUEDE SER MENOR QUE CERO
C  (SI PITCH FUESE NEGATIVO EL MODELO CAERIA EN UNA INESTABILIDAD
C  NUMERICA)
if ((DPITCH.LT.0.0).AND.(PITCH.LE.0.0)) DPITCH = 0.0
if (PITCH.LT.0.0) then
    PITCH = 0.0

```

```

STATE(K+2) = PITCH
endif

C POTENCIA MECANICA
TSR = RADIO*VELOC/VIENTO
TSRI = 1.0/(1.0/(TSR-0.02*PITCH)-0.003/(PITCH**3.0+1.0))
CP = 0.73*(151.0/TSRI - 0.58*PITCH - 0.002*PITCH**2.14 -13.2)
& *EXP(-18.4/TSRI)
PMECH(MC) = 0.5*DENS*REND*3.14159265*RADIO**2.0*CP*VIENTO**3.0/2000000.0

C CONTROL DE VELOCIDAD MEDIANTE EL PAR
if (VELOC/VELNOM.LT.0.5) then
  PREF = 0.0
elseif ((VELOC/VELNOM.GE.0.5).AND.(VELOC/VELNOM.LT.0.55)) then
  PREF = (VELOC/VELNOM-0.5)*PINF/0.05
elseif ((VELOC/VELNOM.GE.0.55).AND.(VELOC/VELNOM.LT.0.9)) then
  PREF = 0.5*DENS*REND*3.14159265*RADIO**5.0/TSROPT**3.0*VELOC**3.0
& *CPMAX/2000000.0
elseif ((VELOC/VELNOM.GE.0.9).AND.(VELOC/VELNOM.LT.1)) then
  PREF = PSUP + (VELOC/VELNOM-0.9)*(1.0-PSUP)/0.1
else
  PREF = 1.0
endif

C ASIGNACION DE LA POTENCIA DE SALIDA DE REFERENCIA
VAR(L+0) = PREF

C CONTROL DE TENSION
BVOLT = ABS(VOLT(IB))
if (BVOLT.GE.0.8) then
C EN CONDICIONES NORMALES SE REALIZA EL CONTROL DE TENSION
DQREF = KVOLT*(VOLREF-BVOLT)
else
C EN CONDICIONES DE FALLO EL CONTROL DE TENSION SE SUSPENDE
DQREF = 0.0
endif

C ECUACION MECANICA
DSTATE(K+0) = (PMECH(MC) - PELEC(MC)*SBASE/MBASE(MC))/STATE(K+0)/2.0/H

C ASIGNACION DE DERIVADAS
DSTATE(K+1) = DQREF
DSTATE(K+2) = DPITCH
return

C MODE = 3 CALCULO DE SALIDAS
C DESCONEXION POR MINIMA TENSION
300 CONEX = VAR(L+2)
BVOLT = ABS(VOLT(IB))
VDESC = CON(J+4)
if (CONEX.EQ.1.0.AND.BVOLT.LT.VDESC) then
  CALL GENTRP(IB,MAQID)
  CONEX = 0.0

```

```

    VAR(L+2) = CONEX
    write(lpdev,*) 'USRAVV: Aerogenerador ',MAQID,' en bus ',IB,
&      ' DISPARADO POR MINIMA TENSION'
    endif
C   SI CON(J) ES CERO, LA VELOCIDAD SE LIMITA A LA VELOCIDAD NOMINAL
    if ((CON(J).EQ.0.0).AND.(STATE(K+0).GT.1.001)) then
        STATE(K+0) = 1.001
    endif
    SPEED(MC) = STATE(K+0)
    ETERM(MC) = BVOLT
C
    return

C   MODE = 4 ASIGNACION NINTEG
400 NINTEG = MAX(NINTEG,K+2)
C
C   ESTOS VALORES INICIALES SE CALCULAN AQUI PORQUE SON UTILIZADOS
C   EN "ENTRY TSRAVV" PARA CALCULAR LA INYECCION DE CORRIENTE
C
C   SI NO SE CALCULASEN AQUI NO SERIA POSIBLE OBTENER LA PRIMERA
C   SOLUCION DE LA RED
C
    ibarra = ISORCE(MC)*SBASE/MBASE(MC) - VOLT(IB)/ZSORCE(MC)
    P_PU = real(VOLT(IB)*conjg(ibarra))
    Q_PU = aimag(VOLT(IB)*conjg(ibarra))
    VAR(L+0) = P_PU
    STATE(K+1) = Q_PU
    return
    ENTRY TSRAVV(MC,ISLOT)

C   NUMERO COMPLEJO I
    jimag = (0.,1.)

    IB0 = NUMTRM(MC)
    IB=ABS(IB0)
    IBUS = NUMBUS(IB)
    MAQID = MACHID(MC)
    J = STRTIN(1,ISLOT)
    K = STRTIN(2,ISLOT)
    L = STRTIN(3,ISLOT)
    I = STRTIN(4,ISLOT)

    VM=ABS(VOLT(IB))

    CONEX = VAR(L+2)
    DANGLE=ATAN2(AIMAG(VOLT(IB)),REAL(VOLT(IB)))-VAR(L+1)
C   DANGLE=VAR(L+1)-VAR(L+2)
    if (DANGLE.GT.(2.0*3.14159265)) DANGLE = DANGLE - 2.0*3.14159265
    if (DANGLE.LT.-(2.0*3.14159265)) DANGLE = DANGLE + 2.0*3.14159265
    MYFREQ=(DANGLE)/0.01/(100.0*3.14159265)
C   PREF = VAR(L+0)*(1 - BSFREQ(IB)*10.0)
    PREF = VAR(L+0)*(1 - MYFREQ*10.0)

```

```

C   PREF = VAR(L+0)
   QREF = 0.0
C   LIMITADOR DE CORRIENTE
   IMAX = CON(J+2)
   if (ABS(PREF+jimag*QREF).LE.(VM*IMAX)) then
C   CORRIENTE APORTADA POR EL AEROGENERADOR EN P.U. REFERIDA A MBASE(MC)
       IWMILL = CONJG((PREF+jimag*QREF)/VOLT(IB))
   elseif (PREF.LE.(VM*IMAX)) then
C   LA CORRIENTE SE LIMITA PRESERVANDO AL MAXIMO LA POTENCIA ACTIVA
       IWMILL = CONJG((PREF+jimag*SQRT((VM*IMAX)**2-PREF**2)
&           *QREF/ABS(QREF))/VOLT(IB))
   else
C   UNICAMENTE SE PRODUCE POTENCIA ACTIVA
       IWMILL = VOLT(IB)/VM*IMAX
   endif
   if (ABS(IWMILL).GT.IMAX) IWMILL = IWMILL*IMAX/ABS(IWMILL)

   PELEC(MC) = REAL(VOLT(IB)*CONJG(IWMILL))*MBASE(MC)/SBASE
   QELEC(MC) = AIMAG(VOLT(IB)*CONJG(IWMILL))*MBASE(MC)/SBASE

   ISORCE(MC) = IWMILL*MBASE(MC)/SBASE
   return
END

```

b) Modelo reducido

```

UBROUTINE USRVVS(MC,ISLOT)

C   BUSID "USRMDL" IM "USRVVS" IC IT NI NC NS NV data list
C   BUSID "USRMDL" IM "USRVVS" 1 1 0 0 0 1 ... /

C   EJEMPLO
C   2 'USRMDL' 1 'USRVVS' 1 1 0 0 0 1 /

   INCLUDE 'COMONFOR.INS'

   INTEGER MC, ISLOT
   INTRINSIC ABS, AIMAG, CONJG, REAL
   INTEGER IB, IB0, IBUS, I, J, K, L
   character*2 MAQID
   REAL VM
   COMPLEX jimag, ibarra, IWMILL

C   VARIABLES DE ESTADO (STATE)

C   VARIABLES INTERNAS QUE SE ALMACENAN VAR(L+0)
   REAL PREF

C   NUMERO COMPLEJO I
   jimag = (0.,1.)

   IB0 = NUMTRM(MC)
   IB = ABS(IB0)
   IBUS = NUMBUS(IB)
   MAQID = MACHID(MC)
   J = STRTIN(1,ISLOT)
   K = STRTIN(2,ISLOT)
   L = STRTIN(3,ISLOT)
   I = STRTIN(4,ISLOT)

   if(MODE.GT.4)return
   GOTO (100, 200, 300, 400) MODE

```



```

C  MODE = 1 INICIALIZACION
100 CONTINUE
   write(lpdev,*) 'USRVVS: Aerogenerador ', MAQID, ' en bus ', IB
C  LA POTENCIA ACTIVA DE REFERENCIA SE INICIALIZA EN MODE = 4
   return

C  MODE = 2 DERIVADAS
200 CONTINUE
   return

C  MODE = 3 CALCULO DE SALIDAS
C  DESCONEXION POR MINIMA TENSION
300 CONTINUE
   ETERM(MC) = ABS(VOLT(IB))
   return

C  MODE = 4 ASIGNACION NINTEG
400 NINTEG = MAX(NINTEG,K+2)

C  ESTOS VALORES INICIALES SE CALCULAN AQUI PORQUE SON UTILIZADOS
C  EN "ENTRY TSRVVS" PARA CALCULAR LA INYECCION DE CORRIENTE
C
C  SI NO SE CALCULASEN AQUI NO SERIA POSIBLE OBTENER LA PRIMERA
C  SOLUCION DE LA RED
C
   ibarra = ISORCE(MC)*SBASE/MBASE(MC) - VOLT(IB)/ZSORCE(MC)
   P_PU = real(VOLT(IB)*conjg(ibarra))
   VAR(L+0) = P_PU
   return

   ENTRY TSRVVS(MC,ISLOT)

C  NUMERO COMPLEJO I
   jimag = (0.,1.)

   IB0 = NUMTRM(MC)
   IB=ABS(IB0)
   IBUS = NUMBUS(IB)
   MAQID = MACHID(MC)
   J = STRTIN(1,ISLOT)
   K = STRTIN(2,ISLOT)
   L = STRTIN(3,ISLOT)
   I = STRTIN(4,ISLOT)

   VM=ABS(VOLT(IB))

   QREF = 0.0
C  PREF = VAR(L+0)*(1.0 - BSFREQ(IB)*0.0)
   PREF = VAR(L+0)
   if (PREF.LT.0.0) PREF = 0.0
   if (PREF.GT.1.0) PREF = 1.0
   IWMILL = CONJG((PREF+jimag*QREF)/VOLT(IB))
   IMAX = 1.1

C  if (VM.LT.0.25) IWMILL = 0.0
   if (ABS(IWMILL).GT.IMAX) IWMILL = IWMILL*IMAX/ABS(IWMILL)

   PELEC(MC) = REAL(VOLT(IB)*CONJG(IWMILL))*MBASE(MC)/SBASE
   QELEC(MC) = AIMAG(VOLT(IB)*CONJG(IWMILL))*MBASE(MC)/SBASE

   ISORCE(MC) = IWMILL*MBASE(MC)/SBASE

   return

END

```


Anexos

A. Intercambios internacionales

Los intercambios internacionales programados en el 2007 han ascendido a un total de 23.501 GWh, valor que es un 12 % superior al registrado en el 2006.

Este incremento se ha debido a la evolución del volumen de los programas de exportación, que han experimentado un aumento del 21 %, mientras que el volumen de importaciones ha permanecido prácticamente igual al del año anterior.

El saldo de los programas de intercambio ha sido exportador por cuarto año consecutivo, situándose en 5.764 GWh, un 76 % superior al del 2006. Este incremento se ha debido principalmente al aumento de las exportaciones a Portugal y Marruecos. Del volumen total de programas de importación, 8.874 GWh, un 82 % se ha ejecutado a través de la interconexión con Francia (7.256 GWh), un 18 % a través de la interconexión con Portugal (1.607 GWh) y se programó únicamente una importación de 11 GWh a través de la interconexión con Marruecos.

Los programas de exportación han alcanzado un volumen total de 14.627 GWh. Se ejecutaron en un 62 % a través de la interconexión con Portugal (9.103 GWh), y en un 24 % y un 12 % a través de las interconexiones con Marruecos y con Francia respectivamente, además se exportó un total de 261 GWh a través de la interconexión con Andorra.

En relación con los niveles de utilización de la capacidad comercial de las interconexiones internacionales cabe destacar que, en sentido del flujo exportador, se ha registrado un aumento significativo respecto al 2006 en las interconexiones con Portugal y Marruecos, en especial con Portugal que ha pasado de una utilización media de un 57 % en el 2006 a un 80 % en el 2007.

De signo contrario ha sido la evolución del nivel de utilización de la interconexión con Francia en sentido exportador donde se ha observado un descenso de 4 puntos, al pasar de un 23 % en el 2006 a un 19 % en el 2007. Por lo que respecta al flujo importador cabe destacar el aumento de su nivel de utilización en la interconexión con Francia, con un promedio de un 62 % en el 2007 frente a un 50 % en el 2006, mientras que en la interconexión con Portugal la utilización se ha situado en torno al 35 frente al 6 % del año anterior.

a) Capacidad de intercambio en la interconexión España – Francia

El 1 de julio de 2007 entró en vigor la versión 2.0 de las Reglas de Asignación de Capacidad para la interconexión Francia – España (Reglas IFE), que sustituye a la versión 1.0 de 26 de abril de 2006, así como el Procedimiento de Operación PO 4.1 “Resolución de congestiones de la interconexión Francia – España”, aprobado por Resolución Ministerial de 25 de junio del 2007. Las principales novedades de esta versión son la implantación de los mercados secundarios de capacidad y la firmeza de capacidad asignada, anual y mensual, desde el envío al participante de la autorización para programar.

Durante el 2007, el número de sujetos autorizados para participar en las subastas de capacidad ascendió a 27 agentes de 11 países diferentes. El total de las rentas de la congestión recaudadas durante al año fue de 75,5 millones de euros de los que el 50 % correspondió al sistema eléctrico español y el otro al 50 % del sistema eléctrico francés.

El precio máximo de la capacidad asignada en las subastas mensuales en el sentido Francia – España se registró en el mes de mayo (10,93 €/MW), mientras que en el sentido España – Francia el máximo precio se registró en la subasta mensual correspondiente al mes de diciembre (95,21 €/MW). En el 2007 fue necesario aplicar aplicaciones coordinadas de balance o medidas de *counter trading* (establecimiento de programas de intercambio con contradirección ante reducciones de capacidad para garantizar los programas comerciales ya establecidos) en 14 ocasiones en los meses de enero, febrero, julio, noviembre y diciembre por un total de 49.741 MWh.

b) Capacidad de intercambio en la interconexión España – Portugal

El 1 de julio del 2007 entró en funcionamiento el Mercado Diario e Intradía Ibérico de Electricidad, tal como estaba previsto en la Orden Ministerial ITC/843/2007, Anexo III. Con la implantación de este mercado integrado en el marco de la península Ibérica, se da un paso decisivo en el suroeste de Europa en el avance hacia el Mercado Interior Europeo de la Electricidad y el Gas en Europa.

En el periodo comprendido entre el 1 de julio y el 31 de diciembre del 2007, en un 20 % de las horas se registró un precio único (sin congestión en la interconexión (en el Mercado ibérico, mientras que en las restantes 80 % horas el precio alcanzado en la zona fue inferior al precio de la zona portuguesa, debido a la situación de congestión registrada en esta interconexión en sentido España – Portugal. El total de las rentas de la congestión recaudadas en esta interconexión durante este periodo fue de 46.45 millones de euros, de los que el 50 % correspondió al sistema eléctrico español y el otro 50 % al sistema eléctrico portugués. En el

2007 fue necesario aplicar acciones coordinadas de balance o medidas de *counter trading* en 5 ocasiones en los meses de julio, noviembre y diciembre por un total de 11.500 MWh. La implantación del sistema de subastas explícitas previsto en la interconexión entre España y Portugal está pendiente de la aprobación de las Reglas de acceso a la interconexión (Reglas IPE) que regularán su aplicación en el sistema español.

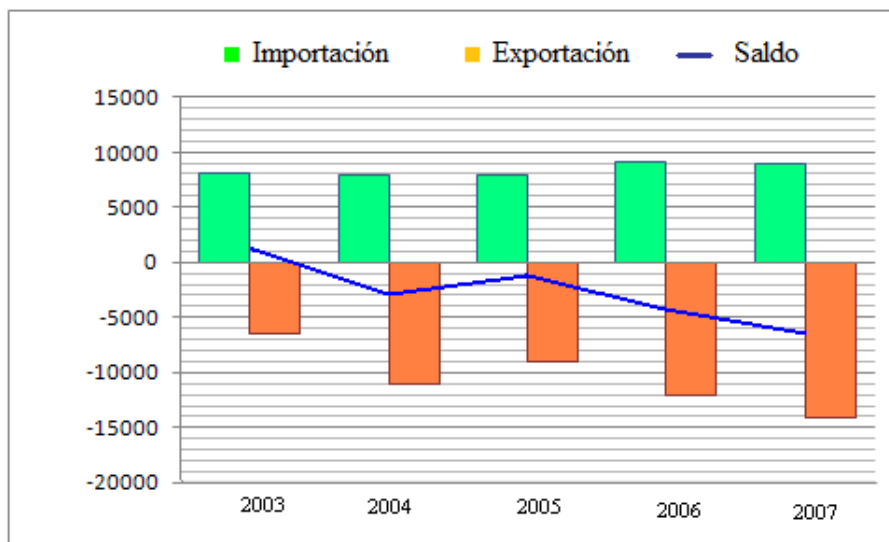


Figura I: Evolución del saldo neto de los intercambios internacionales programados (GWh).

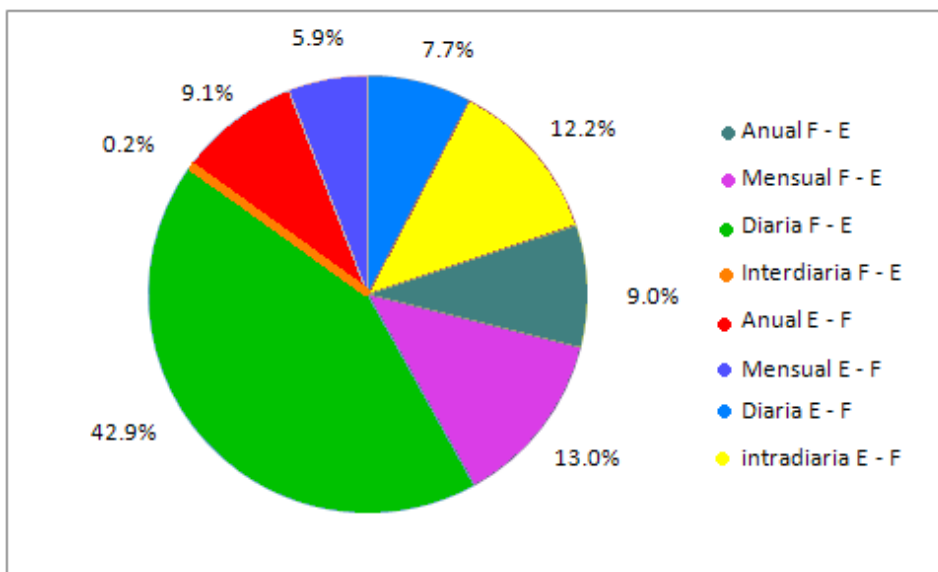


Figura II: Renta de congestión subcapacidad en la interconexión con Francia

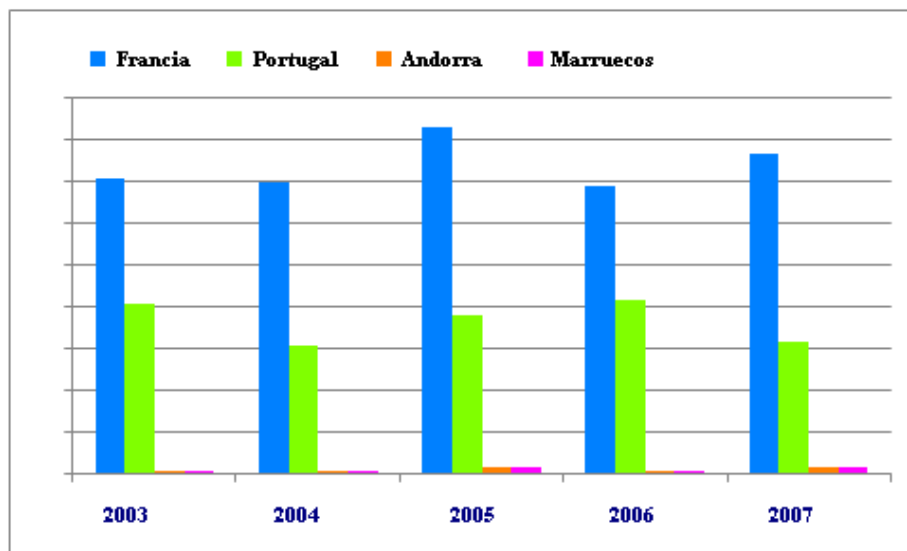


Figura III: Evolución de los intercambios físicos de importación de energía (GWh).

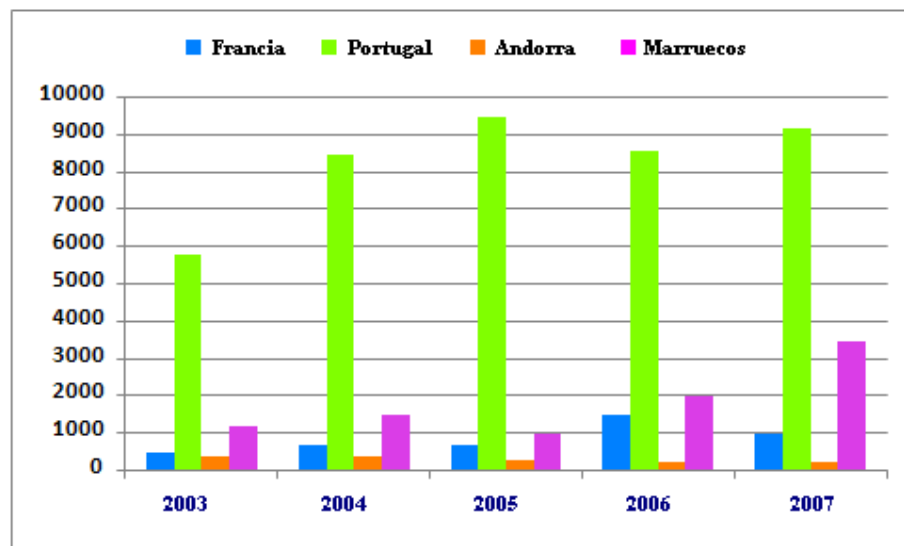


Figura IV: Evolución de los intercambios físicos de exportación de energía (GWh).

c) Evolución de la red

La nueva interconexión eléctrica entre España y Francia, que podría estar construida en el segundo semestre de 2011, irá en paralelo al corredor de infraestructuras y unirá finalmente Figueres y Perpiñán por el paso de Le Perthus, según ha avanzado hoy el secretario general de Energía, Ignasi Nieto.

Se trata de una línea paralela al AVE y la autopista, entre la localidad gerundense de Santa Llogaia (cercana a Figueres) y la francesa de Baixas (junto a Perpiñán), que cruzará la frontera por el valle natural de los Pirineos orientales, Le Perthus.

Soterramiento de la línea: Un mes antes, el coordinador de la interconexión deberá presentar su informe definitivo sobre el trazado y sobre la necesidad o no de soterrar determinados tramos, se cree que es "imprescindible" soterrar parte de la línea a su paso por los Pirineos -alrededor de 10 kilómetros, para minimizar el impacto medioambiental y paisajístico en la cordillera- "sería posible hacerlo, pero sujeto a la viabilidad económica y técnica".

Frente a los 500.000 ó 600.000 euros que cuesta un kilómetro de línea de alta tensión, el precio se dispara a entre 6 y 8 millones por kilómetro soterrado.

En estos momentos, ha explicado, España es una isla y la capacidad de interconexión eléctrica ronda el 3% (1.400 megavatios), lo que supone un problema para la seguridad del sistema eléctrico, limita el crecimiento de las energías renovables e impide aprovechar la eficiencia del mercado único.

Con la nueva línea de Girona, con una capacidad de 1.200 megavatios, el porcentaje se acercaría al 6%, todavía lejos de la recomendación de la Unión Europea, del 10%.

El objetivo español es alcanzar los 4.000 megavatios, con una nueva interconexión por Navarra.



Figura V: Capacidad de intercambio España-Francia.

Bibliografía

- [1] Directiva 2009/28/CE DEL Parlamento Europeo y del Consejo de 23 de abril de 2009 relativa al *fomento del uso de energía* procedente de fuen/sala_prensa/web/notas_home.aspxtes renovables y por la que se modifican y se derogan las Directivas 2001/77/CE y 2003/30/CE. Diario Oficial de la Unión Europea, 25 de junio de 2009.
- [2] P.O. 12.3 *Requisitos de respuesta frente a huecos de tensión de las instalaciones eólicas*. Resollución de 04-10-2006, BOE 24/10/2006.
- [3] Presentación de Luis Atienza en el MIT Energy Club of Boston sobre el *desarrollo de la energía eólica en España*, 03-04-2009, disponible en <http://www.ree.es>.
- [4] *Analysis and Damping of Inter-Area Oscillations in the UCTE/CENTREL Power System*, H. Breulmann y otros, CIGRÉ.2000, París, 38-113.
- [5] P. Kundur, *Power System Stability and Control*. New York: McGraw- Hill, 1994.
- [6] IEEE/CIGRE Report, “*Definition and Classification of Power System Stability*”, IEEE/CIGRE Join Task Force on Stability Terms and Definitions, May 2004.
- [7] P.M. Anderson, A.A. Fouad, *Power System Control and Stability*, Iowa State University Press, Ames Iowa, 1977.
- [8] A.R. Bergen, *Power Systems Analysis*, Pretince-Hall, Englewood Cliffs NJ, 1986.
- [9] G. Rogers, *Power system structure and oscillations*, IEEE Computer Applications in Power, vol. 12, no. 2, April 1999, pp 14-25.
- [10] S.B. Crary, *Power System Stability*, Vol. II, John Wiley&Sons, Inc., 1955.
- [11] F.P. DeMello and T.F. Laskoswski, “*Concepts of Power System Dynamic Stability*,” IEEE Trans., Vol. PAS-94, pp. 827-833, May/June 1975.
- [12] R.T. Byerly, R.J. Bennon, and D.E Sherman, “*Eigenvalue Analysis of Synchronizing Power Flow Oscillations in Large Electric Power Systems*,” IEEE Trans., Vol. PAS-101, pp. 235-243, January 1982.
- [13] F.L. Pagola, L. Rouco, and I.J. Perez Arriaga, *Analysis and Control of Small-Signal Stability in Electric Power Systems by Selective Modal Analysis*,” Eigenanalysis and Frequency Domain Methods for System Dynamic Performance, IEEE publication 90TH0292-3-PWR.
- [14] M. Klein, G.J. Rogers, and P. Kundur, “*A Fundamental Study of Inter-Area Oscillations*,” IEEE Trans., Vol. PWRS-6, No 3, pp. 914-921, August 1991.

- [15] *Robust control in power systems* / Bikash Pal, Balarko Chaudhuri. New York; Springer, c2005 Power Electronics and Power systems series.
- [16] http://128.113.2.9/~vanfrrl/pdfs/AVRPSS_LV_2007.pdf (*Sistemas de Control de Excitación y Estabilizadores de Sistemas de Potencia*).
- [17] Thomas C. Elliot, Kao Chen, Robert C. Swanekamp. *Standard Hand Book of Powerplant Engineering*. New York: McGraw- Hill, 1997.
- [18] J. Paserba (ed.), *Analysis and Control of Power System Oscillations*, Paris: CIGRÉ technical brochure, July, 1996.
- [19] L. Van der Sluis, *Transients in Power Systems*, John Wiley & Sons, Ltd, Chicester, UK, 2001.
- [20] G. Rogers, *Power System Oscillations*. Norwell, MA: Kluwer, Dec. 1999.
- [21] Jan Machowski, Janusz W. Bialek, James R. Bumby, *Power System Dynamics and Stability*, John Wiley & Sons Ltd., 1997.
- [22] Nelson Martins and Leonardo T.G Lima. *Eigenvalue and frequency domain analysis of small-signal electromechanical stability problems*. In C.W. Taylor and R. G. Farmer, editors, *Eigenanalysis and Frequency Domain Methods for System Dynamic Performance*, pages 17-33. IEEE, Piscataway, New Jersey, 1990. Publication IEEE 90TH0292-3-PWR.
- [23] E.H. Abed, P.P.Varaiya, *Nonlinear oscillations in power systems*, International Journal of Electric Energy and Power Systems, vol. 6, no. 1, Jan. A984, pp. 37-43
- [24] G. Angelidis, A. Semlyen, *Improved methodologies for the calculation of critical eigenvalues in small signal stability analysis*, IEEE Trans. Power Systems, vol. 11, no. 3, Aug 1996, pp. 1209-1217.
- [25] Cigré Task Force 07 of Advisory Group 01 of Study Committee 38, *Analysis and control of power system oscillations*, Paris, December 1996.
- [26] M. Klein, G.J. Rogers, P. Kundur, *A fundamental study of inter-area oscillations in power systems*, IEEE Transactions on Power Systems, vol. 6, no 3, August 1991, pp. 914-921.
- [27] Yuri V. Makarov, Zhao Yang Dong, and David J. Hill. *A general method for small signal stability analysis*. IEEE Transactions on Power Systems, 13(3): 979-985, August 1998.

- [28] N. Martins, *Efficient eigenvalue and frequency response methods applied to power system small-signal stability studies*, IEEE Transactions on Power Systems, vol. PWRS-1, no. 1, 1986, pp. 217-226.
- [29] IEEE Power Engineering Society System Oscillations working group, *inter-area Oscillations in Power Systems*, IEEE Publication 95 TP 101, October 1994.
- [30] I. J. Perez-Arriaga, G.C Verghese and F.C. Schweppe, *Selective modal analysis with applications to electric power systems*, Part I and II, IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, vol. PAS 101, no. 9, 1982, pp. 3117-3134.
- [31] G.C. Verghese, I.J. Perez-Arriaga, and F.C. Schweppe, “*Selective Modal Analysis with Application to Electric Power Systems*, Part I: Heuristic Introduction, Part II: The Dynamic Stability Problem,” IEEE Trans., Vol., PAS-101, No. 9, pp. 3117-3134, September 1982.
- [32] J.H. Wilkinson, *The Algebraic Eigenvalue Problem*, Clarendon Press, Oxford, 1965.
- [33] N. Martins, “*Efficient Eigenvalue and Frequency Response Methods Applied to Power System Small-Signal Stability Studies*,” IEEE Trans., VOL. PWRS-1, pp. 217-225, February 1986.
- [34] N. Uchida and T. Nagao, “*A New Eigen-Analysis Method of Steady-State Stability Studies for Large Power Systems: S Matrix Method*,” IEEE Trans., Vol. PWRS-3, pp. 706-714, May 1988.
- [35] IEEE Power System engineering committees *Eigenanalysis and frequency domain methods for system dynamic performance*, IEEE Publication 90TH0292-3-PWR, 1989.
- [36] I.J. Perez-Arriaga, G.C Verghese and F.C. Schweppe, *Selective modal analysis with applications to electric power systems*, Part I and II, IEEE transactions on power Apparatus and Systems, vol. PAS 101, no 9, 1982, pp. 3117-3134.
- [37] K. Kim, H. Schattler, V. Venkatasubramanian, J. Zaborsky, P. Hirsch, *Methods for calculating Oscillations in large power systems*, IEEE Transactions on power systems, vol 12, no4, November 1997, pp. 1639-1648.
- [38] Th. Laible, *Die Theorie der Synchronmaschine im nichtstationären Betrieb*, Springer, 1952.
- [39] S. Skogestad, I. Postlethwaite, *Multivariable Feedback Control: Analysis and Desig*, John Wiley & Sons, 1996

- [40] P. Pourbeik, and M. J. Gibbard; *Damping and Synchronizing Torques Induced On Generators by FACTS Stabilizers in Multimachine Power Systems*, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 11, No 4, pp. 1920-1925, November 1996.
- [41] F.L. Pagola, I.J. Perez-Arriaga, and G.C. Verghese, "On sensitivities, residues and participations: applications to oscillatory stability and control," IEEE Trans. Power Syst., vol. 4, no 2, pp. 278-285, May 1989.
- [42] Martins, N. and Lima, L.TG., "*Determination of Suitable Locations for Power System Stabilizers and Static VAR Compensators for Damping Electromechanical Oscillations in Large Scale Power Systems*", Proc. of 1989 Power Industry Computer-Application Conference, pp. 74-82, May 1989.
- [43] P.Kundur, M. Klein, G.J Rogers, and M.S. Zywno, "*Application of Power System Stabilizer for Enhancement of Overall System Stability*," IEEE, Trans., Vol. PWRs-4, pp. 614-626, May 1989.
- [44] Nelson Martins, Leonardo T.G. Lima, *Determination of Suitable Locations for Power System Stabilizers and Static Var Compensators for Damping Electromechanical Oscillations in Large Scale Power Systems*, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 5, No. 4, November 1990, pp. 1455-1469.
- [45] F.P. deMello and C. Corcordia, "*Concepts of Synchronous Machine Stability as Affected by Excitation Control*," IEEE Trans., Vol. PAS-88, pp. 316-329 April 1969.
- [46] O.W. Hanson, C.J. Goodwin, and P.L. Dandeno, "*Identification of Excitation and Speed Control Parameters in Stabilizing Inter-System Oscillation*," IEEE Trans., Vol. PAS-87, pp. 1306-1313, May 1968.
- [47] R. Sadikovic, P. Korba, G. Andersson, "*Application of FACTS Devices for Damping of Power System Oscillations*", IEEE Power Tech St. Petersburg, Russia 2005.
- [48] Nadarajah Mithulananthan, Claudio A. Cañizares, John Reeve, *Comparison of PSS, SVC, and STATCOM controllers for damping power system oscillations*. Asian Inst. Of Technol., Bangkok, Thailand; IEEE Transactions on power systems, vol 18, No2, may 2003.
- [49] C.A. Cañizares, *Conditions for saddle-node bifurcations in AC/DC power systems*.
- [50] Y. H. Song and A. T. Johns, *Flexible AC Transmission Systems (FACTS)* . London , U.K. IEE Press, 1999.

- [51] X. Lei, E. N. Lerch, and D. Povh, "Optimization and coordination of damping controls for improving system dynamic performance," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 16, pp. 473-480, Aug. 2001.
- [52] N.G. Hingorani and L. Gyugyi, *Understanding FACTS-Concepts and Technology of Flexible AC Transmission Systems*. New York: IEEE Press. 2000.
- [53] Samuelsson, O. and B. Eliasson, "Damping of Electro-Mechanical Oscillations in a Multimachine System by Direct Load Control," *IEEE Trans. Power Systems*, Vol. 12, No. 4, 1997, pp. 1604-1609.
- [54] Y.V. Makarov, V. A. Maslennikov, D. J. Hill, *Revealing loads having the biggest influence on power system small disturbance stability*, *IEEE Transactions on Power Systems*, 11(4):2018 2023, November 1996.
- [55] Jonas Persson, Bandwidth-reduced Linear Models of Non-continuous Power System Components Sweden Doctoral Dissertation. Royal Institute of Technology (KTH) School of Electrical Engineering Electric Power Systems. ISBN-91-7178-393-8 · TRITA-EE 2006:022 · ISSN-1650-674X Stockholm 2006.
- [56] K.K Kaberere, K.A. Folly, M. Ntombela, A.I. Petroianu, *Comparative Analysis and Numerical Validation of Industrial-grade Power System Simulation Tools: Application to Small-signal Stability*, in *Proceedings of the 15th Power Systems Computation Conference 2005*, PSCC'05, Paper 26-3, Liège, Belgium, August 22nd-26th, 2005.
- [57] Keren Kaberere, Mpumelelo Ntombela, Komla Folly, Alexander Petroianu, *Comparison of Industrial-Grade Analytical Tools Used in Small-Signal Stability Assessment*, Internal Report, University of Cape Town, Dept. Of Electrical Engineering, Rodenbosch, Cape Town, South Africa, 2005.
- [58] Jonas Persson, *How linearization is made in a small power system with a classical representation of a synchronous machine*, Internal Report, Department of Electrical Engineering, Electrical Power Systems, Royal Institute of Technology, Stockholm, Sweden, 2002.
- [59] Jonas Persson, Han Slootweg, Luis Rocco, Lennart Söder, Wil Kling, *A Comparison of Eigenvalues Obtained with Two Dynamic Simulation Software Packages*, in *Proceedings of the IEEE Bologna Power Tech Conference 2003*, BPT'03, paper 254, Bologna, Italy, June 23rd-26th, 2003.

- [60] J.G. Slootweg, Jonas Persson, A.M. van Voorden, G.C. Paap, Wil Kling, *A Study of the Eigenvalue Analysis Capabilities of Power System Dynamics Simulation Software*, in Proceedings of the 14th Power System Computation Conference 2002, PSCC'02, Paper 26-3, Sevilla, Spain, June 24th-28th, 2002.
- [61] J.H. Taylor, A.J. Antonioti, *Linearization algorithms for computer-aided control engineering*, *IEEE Control Systems Magazine*, Vol. 13, Issue 2, April, 1993, pp. 58-64.
- [62] <http://www.statsci.org/other/prony.html> (*Prony Estimation*)
- [63] http://en.wikipedia.org/wiki/Prony's_method (*Prony's method*)
- [64] P.S. Dolan, J.R. Smith, W.A. Mittelstadt, *Prony Analysis and Modelling of a TCSC Under Modulation Control*, in Proceedings of the 4th IEEE Conference on Control Applications, September 28th-29th, 1995, pp. 239-245.
- [65] J.A. Anderson, "A simple neural network generating an interactive memory," *Mathematical Biosciences*, vol. 14, pp. 197-220, 1972.
- [66] S. Grossberg, "How does the brain build a cognitive code" *Psychological Review*. Vol. 88, pp. 375-407, 1980.
- [67] R. Battiti, "First and Second Order Methods for Learning: Between Steepest Descent and Newton's Method," *Neural Computation*, Vol. 4, No 2, pp. 141-166, 1992.
- [68] P.E. Gill W. Murray and M.H. Wright, *Practical Optimization*, New York: Academic Press, 1981.
- [69] J.J. Hopfield, "Neural networks and physical systems with emergent collective computational abilities," *Proceedings of the National Academy of Sciences*, Vol. 79, pp. 2554-2558, 1982.
- [70] F. Rosenblatt, "The perceptron: A probabilistic model for information storage and organization in the brain," *Psychological Review*, Vol. 65, pp. 386-408, 1958.
- [71] P.J. Werbos, "Beyond regression: New tools for prediction and analysis in the behavioural sciences."
- [72] K.M. Hornik, M. Stinchcombe and H. White, "Multilayer feedforward networks are universal approximators," *Neural Networks*, vol. 2, no. 5, pp. 359-366, 1989. (Chapter 11)
- [73] T. P. Vogl, J. K. Mangis, A. K. Zigler, W.T. Zink and D.L. Alkon, "Accelerating the convergence of the backpropagation method," *Biological Cybernetics*, vol. 59, pp. 256-264, Sept. 1988. (Chapter 12).

- [74] T. Tollenaere, "SuperSAB: Fast adaptive back propagation with good scaling properties, "Neural Networks, vol. 3, no. 5, pp. 561-573, 1990 (Chapter 12).
- [75] W.S. Sarle, Neural networks and statistical models, "Proceedings of the Nineteenth Annual SAS Users Group International Conference, Cary NC: SAS Institute, pp. 1538-1550, 1994 (Chapter 19).
- [76] Randolph W. Parks, Daniel S. Levine and Debra L. Long. Fundamentals of Neural Network Modeling ISBN 0262161753 428 pp 94 illus 2008.
- [77] Laurene Fausett, Fundamentals of Neural Networks, architectures, algorithms and application, Prentice Hall, December 1993, ISBN-13: 9780133341867, 461 pp.
- [78] L. E. Sacales, *Introduction to Non-Linear Optimization*, New York: Springer-Verlang, 1985. (Chapters 8, 9, 12).
- [79] J.G. Slootweg, S.W.H de Haan, H. Polinder, W.L. Kling. Fac. of Inf. Technol. & Syst., Delft Univ. of Technol., Netherlands .*General model for representing variable-speed wind turbines in power system dynamics simulations*. IEEE TRANSACTIONS ON POWER SYSTEMS, VOL. 18, NO. 1, FEBRUARY 2003. Pp.144-151.
- [80] G. Dany, *Kraftwerksreserve in elektrischen Verbundsystemen mit hohem Windenergieanteil*, Dissertation RWTH Aachen, ABEV Band 71, Aachen: Klinkenberg Verlag, 2000.
- [81] V. Akhmatov, *Variable-Speed Wind Turbines with Doubly-Fed Induction Generators, Part I: Modelling in Dynamic Simulation Tools*, Wind Engineering, v. 26, n. 2, 2002, pp.85-108.
- [82] J.G Slootweg, S.W.H de Haan, H. Polinder, W.L. Kling, *General model for representing variable-speed wind turbines in power system dynamics simulations*, IEEE Transactions on Power Systems, v.18, n.1, February 2003, pp. 144-151.
- [83] R.M.G. Castro, J.M. Ferreira de Jesús, *An aggregated wind park model*, 13th PSS Power Systems Computation Conference Proceedings, Trondheim, Norway, v.2, p. 1302-1307, 1999.
- [84] V.Akhmatov, H. Knudsen, *An aggregate model of a grid-connected, large-scale, offshore wind farm for power stability investigations-importance of windmill mechanical system*, International Journal of Electrical Power & Energy Systems, v.25, n.9, pp.707-719, July 2002.

- [85] J. G. Slootweg, H. Polinder, and W. L. Kling, “*Initialization of wind turbine models in power system dynamics simulations,*” in IEEE Porto Power Tech. Porto Portugal, Sept, 10-13, 2001.
- [86] O. Wasynczuk, D. T. Man,, and J. P. Sullivan, “*Dynamic behaviour of a class of wind turbine generators during random wind fluctuations,*” IEEE Trans. Power App. Syst., vol. 100, pp. 2837-2845, June 1981.
- [87] M. Fujimitsu, T. Komatsu, K. Koyanagi, K. Hu, and R. Yokoyama, “*Modeling of double-fed adjustable-speed machine for analytical studies on long-term dynamics of power system,*” in Proc. PowerCon, Dec. 2000, pp. 25-30.
- [88] J.G. Slootweg, S.W.H. de Haan, H. Polinder, W.L. Kling, *Aggregated modelling of wind parks with variable-speed wind turbines in power system dynamic simulations*, 14th Power Systems Computation Conference, Sevilla, 24-28 June 2002.
- [89] J.G.Slootweg, W.L. Kling, *Modelling of large wind farms in power system simulations*, Proceedings of the IEEE PES Summer Meeting, Chicago, 25-29 July 2002, pp. 503-508.
- [90] J.G.Slootweg, W.L. Kling, *Aggregated Modelling of Wind Parks in Power System Dynamic Simulations*, Proceedings of the IEEE Bologna Power Tech, Bologna, 23-26 June 2003.
- [91] P. M. Anderson and A. Bose, “*Stability simulation of wind turbine systems,*” IEEE Trans. Power App. Syst., vol. 102, pp. 3791-3795, Dec. 1983.
- [92] *Energy Function Analysis for Power System Stability*, M.A.Pai, 256 pages, Publisher: Kluwer Academic Publishers (August 1989), ISBN: 0792390350
- [93] *A practical method for direct analysis of transient stability*, T. Athay, R. Podmore, S.Virmani, IEEE Trans. on Power Apparatus and Systems, vol. PAS-98, no.2, March/April 1979, pp.573-584.
- [94] <http://www.boe.es/boe/dias/1985/09/12/pdfs/A28810-28814.pdf> (BOE 12 numeral 4 “*Condiciones Específicas de interconexión de centrales de autogeneración con generadores asíncronos*”)
- [95] K. Kim, H. Schättler, V. Venkatasubramanian, J. Zaborsky, P. Hirsch, *Methods for calculating oscillations in large power systems*, IEEE Transactions on Power Systems, vol. 12, no. 4, November 1997, pp. 1639-1648.

- [96] Olof Samuelsson. *Power System Damping*, Structural Aspects of Controlling Active Power. PhD Thesis, Lund Institute of Technology, Lund University. Department of Industrial Electrical Engineering and Automation, 1997. ISBN 91-88934-05-5.
- [97] Graham Rogers. *Power System Oscillations*. Kluwer Academic Publishers, Boston, 2000. ISBN 0-7293-7712-5.
- [98] Y.V. Makarov, V. A. Maslennikov, D. J. Hill, *Calculation of oscillatory stability margins in the space of power system controlled parameters*, Proceedings Stockholm Power Tech, Stockholm, June 18-22, 1995, pp. 416-421.
- [99] <http://www.pserc.wisc.edu> (click on “research” and then “*avoiding and suppressing oscillations*”).
- [100] Carlos Gallardo Revista Jornadas en Ingeniería Eléctrica y Electrónica JIEE, vol 19. 2006. “*Predicción de la Demanda de Energía Eléctrica utilizando Redes Neuronales Artificiales*”. Quito-Ecuador Julio de 2006.
- [101] L.L. Lai, *Intelligent System Applications in Power Engineering-Evolutionary Programming and Neural Networks*. New York: Wiley, 1998.
- [102] K.M. Hornik, M. Stinchcombe and H. White, “Multilayer feedforward networks are universal approximators,” *Neural Networks*, vol. 2, no, 5, pp. 359-366, 1989.
- [103] D.E. Rumelhart, G.E. Hinton and R. J. Williams, “Learning representations by back-propagating errors,” *Nature*, vol. 323, pp. 533-536, 1986.
- [104] Martin T. Hagan. Howard B. Demuth. Mark Beale, *Neural Network Design*. ISBN 7-111-10841-B/TP 2583.
- [105] A. P. Seyranian, *Sensitivity analysis of multiple eigenvalues*, *Mechanics of structures and machines*, vol. 21, no. 2, 1993, pp. 261-284.
- [106] I. Erlich, and F. Shewarega. *Modelling of Wind Turbines Equipped with Doubly-Fed Induction Machines for power system stability studies*. IEEE TRANSACTIONS ON POWER SYSTEMS, VOL. PSCE 2006.
- [107] http://www.ree.es/operacion/pdf/po/RES_PO_1.5.pdf (*Establecimiento de la reserva para la regulación frecuencia-potencia*).
- [108] Caisheng Wang, M. Hashem Nehrir, and Steven R. Shaw. Dynamic Models and Model Validation for PEM Fuel Cells Using Electrical Circuits IEEE TRANSACTIONS ON ENERGY CONVERSION, VOL. 20, NO. 2, JUNE 2005.

- [109] R. D. Fernandez, R. J. Mantz, P.E. Battaiotto, contribution of Wind farms to the network stability, IEEE PES 2006 general meeting, Montreal.
- [110] O. Anaya-Lara, F.M. Hughes, N Jenkins and G. Strbac, Contribution of DFIG-based wind farms to power system short-term frequency regulation, IEE Proc.-Gener. Transm. Distri., Vol. 153, No 2, March 2006.
- [111] O. Anaya-Lara, F.M. Hughes, N Jenkins and G. Strbac, Provision of a synchronising power characteristic on DFIG-based wind farms, IEE Proc.-Gener. Transm. Distri., Vol. 1, No 1, January 2007.
- [112] Z. Chen, Issues of connecting wind farms into power system, 2005 IEEE/PES transmission and distribution conference & Exhibition: Asia and Pacific, Dalian, China.